

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидромашин»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.В. Масленникова
подпись инициалы, фамилия
«__» _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01- Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СРЕДНЕ-УЧУРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УЧУР.
ПРИМЕНЕНИЕ 3D МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГЭС С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПО AUTODESK AUTOCAD**

Руководитель _____ ст.преп А.В.Масленникова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ СБ12-01 _____ И.Е.Ботов
подпись, дата номер группы инициалы, фамилия

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ СРЕДНЕ - УЧУРСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Учур;
2. Местонахождение ГЭС Республика Саха (Якутия);
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 1856 м³/с;
 - б) всех турбин 3810 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 5% 2821 м³/с;
 0,1% 7356 м³/с;
 0,01% 8254 м³/с;
 - г) минимальный 400 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 110 м;
 ФПУ 111 м;
 УМО 73 м;
 - в) объемы:
 - полный 45,00 км³;
 - полезный 28,40 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 106,20 м;
 - б) расчетный 92,00 м;
 - в) минимальный 71,00 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 2681 МВт;
 - гарантированная 1614 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 38,73 млн. кВт·ч;
8. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная глухая 170 м;
 - б) станционная 150 м;
 - в) левобережная глухая 135 м;
9. Водосбросные сооружения
 - а) тип водослив практического профиля;
 число и размер пролетов 4пролёта по 18 м;
 общая длина 525 м;
 пропускная способность 5079 м³/с;
- Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 6;
 - б) грунты в основании песчаник;
 - в) тип спиральной камеры металлическая;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая;

д) расстояние между осями агрегатов.....20 м;

10. Основное оборудование:

а) тип турбиныPO115-B-750;

б) тип генератора.....СВ-110/164-60 УХЛ4;

в) частота вращения 100 об/мин;

11. Техничко-экономические показатели:

а) чистый приведенный доход17,459 млрд. руб.;

б) себестоимость энергии0,15 руб/кВт·ч;

в) срок окупаемости6,5 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика – одно из наиболее эффективных направлений энергетики.

Гидроресурсы – возобновляемый и наиболее экологичный источник энергии, использование которого позволяет снижать выбросы в атмосферу тепловых электростанций и сохранять запасы углеводородного топлива для будущих поколений.

Гидроэнергетика решает ряд важных для общества вопросов, таких как: создание систем питьевого и промышленного водоснабжения, развитие судоходства, рыбозаводство, регулирование стока рек. В настоящее время на территории России работают 102 гидроэлектростанции.

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрен проект Средне-Учурской ГЭС на реке Учур.

Целью бакалаврской работы является проектирование сооружений, выбор основного и вспомогательного оборудования, разработка правил охраны труда и окружающей среды, технико – экономическое обоснование эффективности проекта, разработка технологической карты и составление календарного плана строительства гидроузла.

1 Общая часть

1.1 Природные условия

Средне-Учурская ГЭС расположена в Алданском районе республики Саха (Якутия), в 530 км. к югу от Якутска, на правом притоке реки Алдан — реке Учур. В 20 км. от населённого пункта Чагда, в 230 км. от ближайшей железнодорожной станции Томмот и в 250 км. от районного центра — города Алдан. Климат района строительства резко континентальный, с умеренно холодной зимой и прохладным летом. Средняя температура января от $-21,9^{\circ}\text{C}$ до $-48,7^{\circ}\text{C}$. Средняя температура июля от $+22,6^{\circ}\text{C}$ до $+10,9^{\circ}\text{C}$. Среднегодовое количество осадков около 120 мм.

1.2 Гидрологические данные

Длина реки 812 км. Берёт начало в отрогах Станового хребта, течёт по восточной окраине Алданского нагорья. Принимает 141 приток длиной более 10 км. В бассейне свыше 16 000 водотоков, около 5000 озёр. Питание реки смешанное: снеговое (47%), дождевое (42%) и подземное (11%). Температура воды в реке низкая — $8\text{—}11^{\circ}\text{C}$, и только на спокойных участках в конце июля — начале августа достигает $18\text{—}20^{\circ}\text{C}$. Вскрывается в первой половине мая, замерзает в начале октября. Перед ледоставом ледоход и шугоход, продолжительностью от 2 суток до месяца, зазоры. Ледоход длится от 2 до 18 суток, сопровождается заторами. Координаты кривой объемов водохранилища Средне-Учурской ГЭС представлены в таблице 1.1. Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла показан в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривой объемов Средне - Учурского водохранилища

| $Z, \text{ м}$ | $V, \text{ км}^3$ |
|----------------|-------------------|
| 10 | 1,75 |
| 20 | 3,25 |
| 30 | 5,25 |
| 40 | 7,50 |
| 50 | 10,00 |
| 60 | 12,50 |
| 70 | 16,00 |
| 80 | 20,00 |
| 90 | 25,00 |
| 100 | 32,50 |
| 110 | 45,00 |

Таблица 1.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла

| $Q_{\text{нб}}, \text{ м}^3/\text{с}$ | $Z_{\text{нб}}, \text{ м}$ |
|---------------------------------------|----------------------------|
| 0 | 454 |
| 300 | 455 |

Окончание таблицы 1.2

| $Q_{нб}, \text{м}^3/\text{с}$ | $Z_{нб}, \text{м}$ |
|-------------------------------|--------------------|
| 250 | 2 |
| 400 | 3 |
| 700 | 4 |
| 1000 | 5 |
| 1500 | 6 |
| 2000 | 7 |
| 2800 | 8 |
| 3800 | 9 |
| 5300 | 10 |
| 8000 | 11 |
| 13500 | 12 |

1.3 Инженерно – геологические условия

Геология выбранного створа характеризуется скальным основанием сложенным магматическими породами (гранит), а также супесью с щебнем (2–10 м) и гравийным грунтом с песком (2– 2,5м). Геологическое строение створа проектируемой ГЭС представлено на рисунке 1.1.

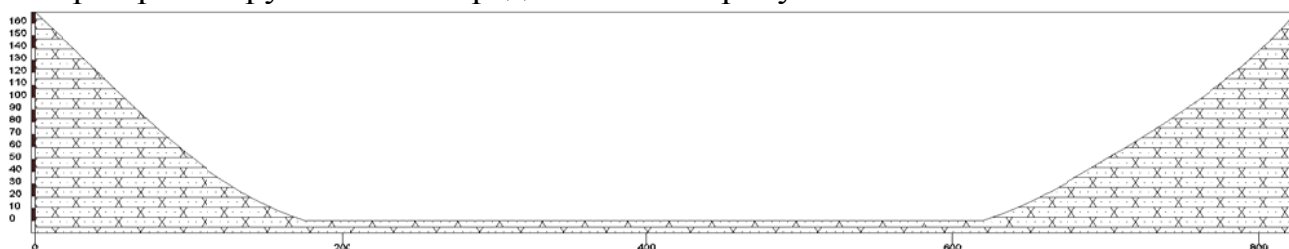


Рисунок 1.1 – Геологический разрез Средне-Учурской ГЭС

1.4 Характеристики пород

Песчаник. Обломочная осадочная горная порода, представляющая собой однородный агрегат обломочных зёрен размером от 0,1 мм до 2 мм (песчинок) связанных кремнистым минеральным веществом (цементом). Плотность гранита составляет 2670 кг/м^3 . Прочность на сжатие 200 Мпа. Песчаник устойчив к низким температурам, влаге и загрязнению. Камень подвержен плавлению при температуре 700°C . Сцепление грунта (c) = 150 кПа. Удельный вес грунта в массиве = $25 \text{ } 31 \text{ кН/м}^3$.

Супесь. Рыхлая порода, состоящая из песчаных и пылеватых частиц. Число пластичности (I_p) = 0,01 – 0,07. Содержит не более 10% глинистых частиц. Удельный вес = $15,5 \text{ } 18 \text{ кН/м}^3$. Коэффициент фильтрации (K_f) = $10^{-5} \text{ } 10^{-8} \text{ м/с}$. Пористость (n) = 0,4 – 0,3. Предел прочности (σ_0) = 400 – 300 кПа. Сцепление (c) = 15 кПа.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Исходные данные

Данные по энергосистеме:

Энергосистема: Якутия;

Резервы:

Нагрузочный резерв системы 1,5 %;

Аварийный резерв системы 6 %;

Схема использования реки: одиночная ГЭС;

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе 0,88;

Коэффициент мощности: 8,8;

Потери напора в подводящих сооружениях: $\Delta h = 1,1$ м;

НПУ гидроузла: $Z = 110$ м;

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1

Гидрологический ряд наблюдений среднемесячных расходов р. Учур в створе Средне-Учурской ГЭС за период с 1930 по 1979 гг. (приложение А, таблица А.1).

Таблица 2.1–Требования участников ВХК и потери воды

| Q, м ³ /с | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII |
|----------------------|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|
| Требования ВХК | 800 | 800 | 1250 | 1250 | 1250 | 1250 | 1250 | 1250 | 1250 | 800 | 800 | 800 |
| Фильтрация | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Испарение | - | - | - | - | 10 | 15 | 10 | - | - | - | - | - |
| Льдообразование | -1 | -1 | -1 | -0 | +11 | - | - | - | - | - | -5 | -3 |

2.2 Определение расходов маловодного и средневодного года в заданном створе

Из средних расходов находим среднемноголетний и по нему смотрим типичный сезон половодья и межени. Из приложения 1 мы выбираем года с 90% и с 50% обеспеченностью, тем самым определяя маловодный и средневодный год. Маловодным годом является 1971 год, а средневодный 1972 год. Для более точного определения разделяем год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К половодью относятся все месяцы, где расход больше либо равен среднему, а к межени наоборот [2].

Среднее значение за каждый месяц гидрологического ряда наблюдений представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Среднее значение гидрологического ряда наблюдений

| I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | среднее |
|----|----|-----|----|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|---------|
| 18 | 12 | 10 | 53 | 6534 | 8727 | 4239 | 1854 | 1177 | 839 | 220 | 73 | 282 |

Делится гидрограф на месяца половодья и межени. Для этого сравнивают каждый месяц со среднегодовым расходом. К половодью относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся V, VI, VII, месяцы; к периоду межени относятся VIII, IX, X, XI, XII, I, II, III, IV месяцы).

Выделяют отдельно расходы по половодью и межени, ранжируют их от максимального к минимальному. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100\%, \quad (2.1)$$

где m — порядковый номер члена ряда;
 n — общее число членов ряда.

Втаблице вынесен только период половодья, состоящий из 5-ти месяцев. По этой таблице снова находим года с 90 и 50 % обеспеченностью и сравниваем их с первоначальными. Так как первоначальные года совпали с годами половодья то не нужно вводить корректировочные коэффициенты.

Исходя из этого, маловодным годом принимаем 1958 год.

Так как в половодье проходит наибольшее количество воды, а этот период совпал с первоначальным то корректировочные коэффициенты не нужны.

Из полученных данных строим таблицы средневодного и маловодного года 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3— Маловодный год

| Месяц | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII |
|-------|----|----|-----|----|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|
| Q | 14 | 12 | 11 | 22 | 4300 | 9873 | 1911 | 1805 | 1274 | 913 | 234 | 26 |

Таблица 2.4—Средневодный год

| Месяц | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII |
|-------------|----|----|-----|----|------|-------|------|------|------|------|-----|-----|
| Q | 7 | 7 | 6 | 33 | 4800 | 11100 | 2400 | 2300 | 2000 | 1350 | 230 | 225 |
| $Q_m - Q_c$ | 5 | 5 | 4 | 24 | 4908 | 11350 | 2454 | 2352 | 2045 | 986 | 168 | 164 |
| $Q_{кор}$ | 17 | 15 | 15 | 23 | 4770 | 11030 | 2385 | 2285 | 1987 | 958 | 262 | 28 |

В средневодном году имеются расходы меньшие по величине, чем в маловодном (V, VII, I, II).Требуется корректировка при выполнении условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после.

По данным маловодного и средневодного года строим гидрограф, используя данные таблиц 2.3 и 2.4 рисунок 2.1. Эмпирические кривые обеспеченности представлены на рисунке 2.2.

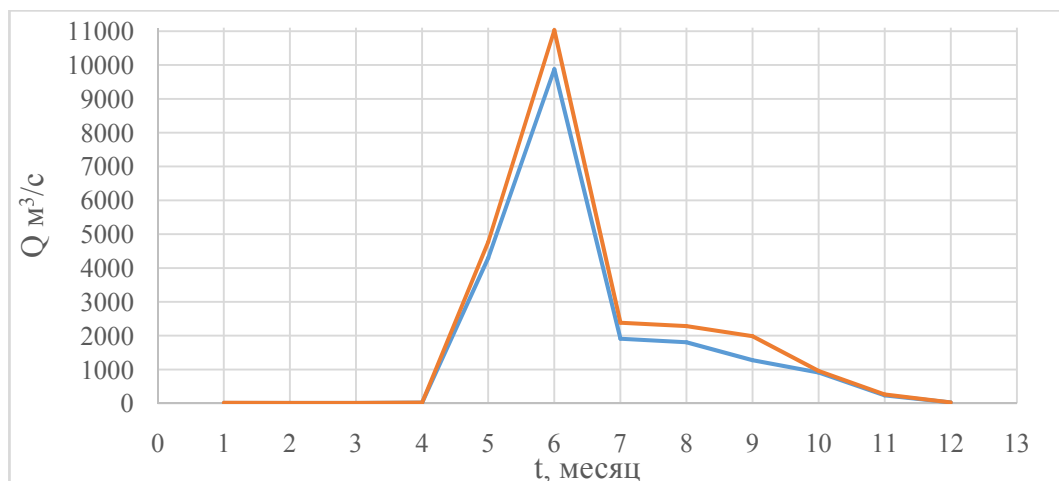


Рисунок 2.1— Гидрограф средневодного и маловодного года

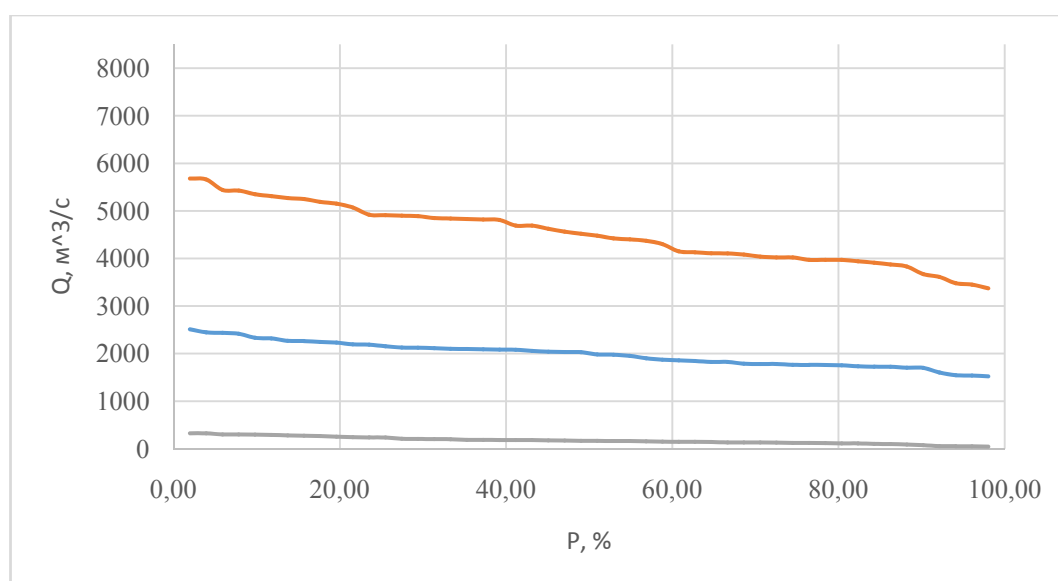


Рисунок 2.2 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.3 Обработка данных по энергосистеме

Гидроэлектростанции, входящие в состав энергосистемы Востока представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Существующие гидроэлектростанции Востока

| Название | Мощность, МВт | Годовая выработка, млн кВт*ч |
|------------------|---------------|------------------------------|
| Вилуйский каскад | 957,5 | 3280 |

Данные о энергосистеме взяты на сайте системного оператора. Для обработки мощность потребления электрического тока и Московское время для летнего и зимнего времени сведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6–Мощность потребления электрического тока

| Зимняя нагрузка (15 января) | | Летняя нагрузка (15 июля) | |
|-----------------------------|----------------------------|---------------------------|----------------------------|
| Время | Мощность потребления (МВт) | Время | Мощность потребления (МВт) |
| 0 | 4061 | 0 | 2574 |
| 1 | 3817 | 1 | 2329 |
| 2 | 2972 | 2 | 2329 |
| 3 | 3687 | 3 | 2383 |
| 4 | 3877 | 4 | 2383 |
| 5 | 4754 | 5 | 2642 |
| 6 | 6633 | 6 | 3475 |
| 7 | 8997 | 7 | 4290 |
| 8 | 9601 | 8 | 4866 |
| 9 | 9702 | 9 | 4976 |
| 10 | 8753 | 10 | 4945 |
| 11 | 8292 | 11 | 4678 |
| 12 | 8530 | 12 | 4812 |
| 13 | 8745 | 13 | 4959 |
| 14 | 9199 | 14 | 4812 |
| 15 | 8388 | 15 | 4623 |
| 16 | 10226 | 16 | 4914 |
| 17 | 11914 | 17 | 4836 |
| 18 | 8847 | 18 | 4729 |
| 19 | 10791 | 19 | 4891 |
| 20 | 10449 | 20 | 5347 |
| 21 | 8895 | 21 | 5481 |
| 22 | 6947 | 22 | 4781 |
| 23 | 4836 | 23 | 2794 |

Для построения графика суточной нагрузки ранжируем мощность по убыванию, находим максимальную и среднюю мощность.

$$P_{\text{зим}}^{\text{max}} = 11914 \text{ МВт}; P_{\text{лет}}^{\text{max}} = 5481 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{зим}}^{\text{ср}} = 4862 \text{ МВт}; P_{\text{лет}}^{\text{ср}} = 2810 \text{ МВт}.$$

Рассчитываем максимальную мощность по формуле:

$$P_t^{\text{max}} = a + (b \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ)), (2.2)$$

где t – время в часах;

a и b находятся по формулам:

$$a = \frac{P_z^{\text{max}} + P_{\text{л}}^{\text{max}}}{2} = \frac{7621 + 4119}{2} = 5870 \text{ МВт}, (2.3)$$

$$b = \frac{P_3^{max} - P_l^{max}}{2} = \frac{7621 - 4119}{2} = 1751 \text{ МВт.} (2.4)$$

Расчет мощностей представлен в таблице 2.7.

Таблица 2.7 –Расчёт годового графика максимальных и среднемесячных нагрузок

| Месяц | P _{max} , МВт | P _{ср} , МВт |
|-------|------------------------|-----------------------|
| 1 | 11805 | 7562 |
| 2 | 10972 | 7108 |
| 3 | 9530 | 6323 |
| 4 | 7865 | 5417 |
| 5 | 6423 | 4632 |
| 6 | 5590 | 4178 |
| 7 | 5590 | 4178 |
| 8 | 6422 | 4631 |
| 9 | 7864 | 5417 |
| 10 | 9529 | 6323 |
| 11 | 10972 | 7108 |
| 12 | 11804 | 7562 |

По полученным данным строим график суточной нагрузки показанный на рисунке 2.3

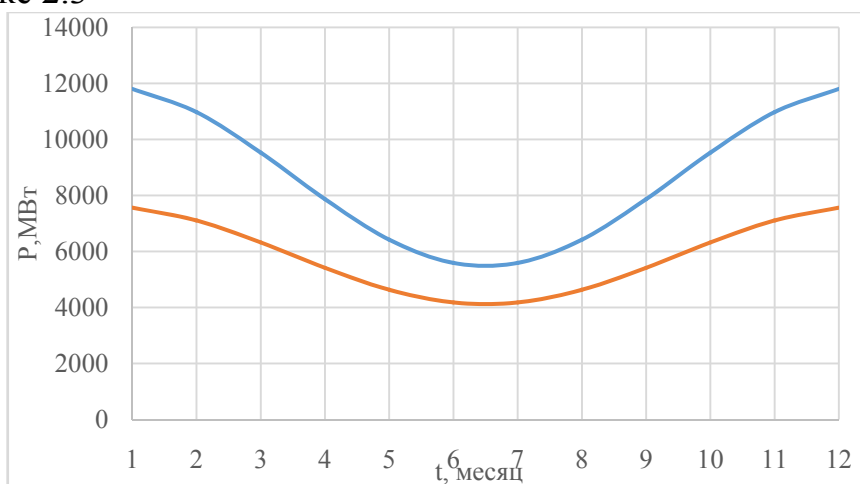


Рисунок 2.3 – График суточной нагрузки

Рассчитаем данные для построения ИКНи заносим в таблицу 2.8.

Таблица 2.8– Данные зимних суток

| Мощность потребления ранжирования (МВт) | время | ΔP | ΔЭ | ΣP | ΣЭ |
|--|-------|------|------|------|------|
| 11914 | 0 | 1123 | 1123 | 1123 | 1123 |
| 10791 | 1 | 342 | 342 | 1807 | 1807 |
| 10449 | 2 | 223 | 223 | 2476 | 2476 |
| 10226 | 3 | 524 | 524 | 4571 | 4571 |
| 9702 | 4 | 101 | 101 | 5075 | 5075 |

Продолжение таблицы 2.8

| Мощность потребления ранжирования (МВт) | время | ΔP | $\Delta \Sigma$ | ΣP | $\Sigma \Sigma$ |
|--|-------|------------|-----------------|------------|-----------------|
| 9601 | 5 | 402 | 402 | 7489 | 7489 |
| 9199 | 6 | 203 | 203 | 8906 | 8906 |
| 8997 | 7 | 102 | 102 | 9719 | 9719 |
| 8895 | 8 | 48 | 48 | 10154 | 10154 |
| 8847 | 9 | 94 | 94 | 11092 | 11092 |
| 8753 | 10 | 8 | 8 | 11175 | 11175 |
| 8745 | 11 | 216 | 216 | 13761 | 13761 |
| 8530 | 12 | 142 | 142 | 15606 | 15606 |
| 8388 | 13 | 96 | 96 | 16955 | 16955 |
| 8292 | 14 | 1344 | 1344 | 37120 | 37120 |
| 6947 | 15 | 314 | 314 | 42143 | 42143 |
| 6633 | 16 | 1797 | 1797 | 72693 | 72693 |
| 4836 | 17 | 83 | 83 | 74180 | 74180 |
| 4754 | 18 | 693 | 693 | 87349 | 87349 |
| 4061 | 19 | 184 | 184 | 91023 | 91023 |
| 3877 | 20 | 60 | 60 | 92274 | 92274 |
| 3817 | 21 | 130 | 130 | 95139 | 95139 |
| 3687 | 22 | 715 | 715 | 111580 | 111580 |
| 2972 | 23 | 2972 | 2972 | 182913 | 182913 |
| | 24 | 1123 | 1123 | 1123 | 1123 |

По данным таблицы 2.8 строим график ИКН (рисунок 2.4)

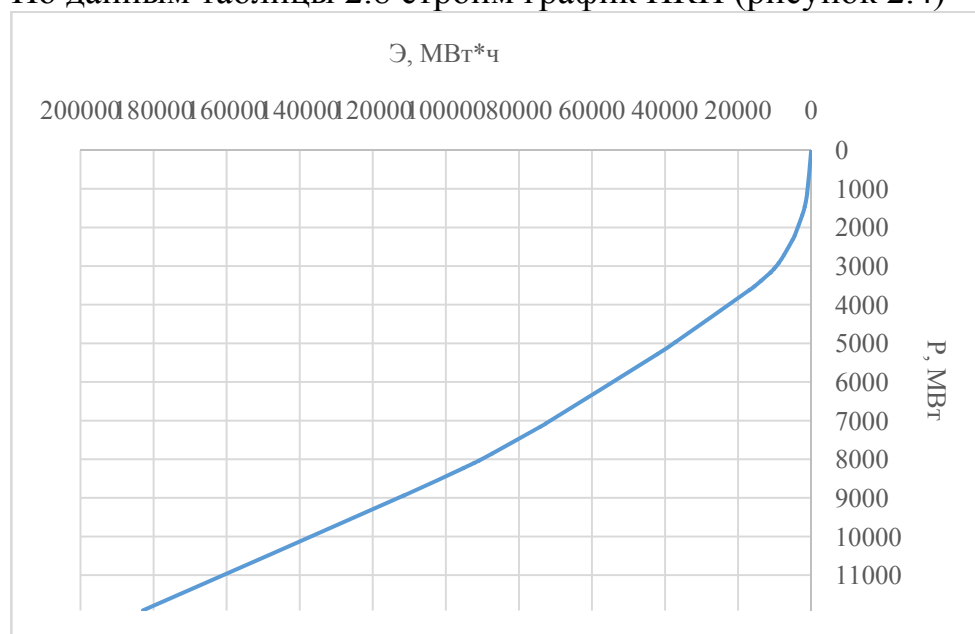


Рисунок 2.4 – ИКН для зимних суток

На графиках ИКН необходимо построить треугольники мощностей, для их построения нам необходимо знать суточную выработку ГЭС и её мощность.

2.4 Определение рабочей мощности ГЭС

Определяем рабочую мощность ГЭС в энергосистеме по условию максимального вытеснения тепловых мощностей. Проектируемая ГЭС располагается в пиковой и базовой части. Из ИКН определяем рабочую мощность. Рабочая мощность будет равна:

$$N_1 = 350 \text{ МВт}; N_2 = 200 \text{ МВт},$$

где $N_{\text{общая}} = 350 + 200 = 550 \text{ МВт}$ – без нагрузочного резерва.

С нагрузочным резервом $-N = 561 \text{ МВт}$;

Определим суточную выработку: $\mathcal{E}_{\text{сут}} = 24 \cdot 516 = 12386 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}; (2.9)$

2.5 Расчет резервов и определение установленной мощности, проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей

Для начала найдём гарантированную мощность, она соответствует мощности, которая вырабатывается в маловодном году в январе:

$$N_{\text{гар}} = 1614 \text{ МВт}.$$

При этом гарантированная суточная выработка энергии:

$$\mathcal{E}_{\text{гар}} = 1614 \cdot 24 = 38,736 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}. (2.10)$$

Так как в нижнем бьефе проектируемой ГЭС отсутствует контррегулятор, то часть мощности, соответствующую санитарному попуску, необходимо оставить в базовой части графика нагрузки. Расход на санитарный попуск задаём половину от наименьшего ВХК, таким образом:

$$N_{\text{с.п.}} = \frac{8,8 \cdot N_1 \cdot \frac{Q_{\text{ВХК,наим}}}{2}}{1000} = 8,8 \cdot 94,73 \cdot 400 / 1000 = 333 \text{ МВт}. \quad (2.11)$$

$$\mathcal{E}_{\text{с.п.}} = 8 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}.$$

Далее вписываем проектируемую ГЭС в не занятую существующей ГЭС пиковую и полупиковую зону графика нагрузки, а санитарный попуск в базовую часть.

Получаем:

$$N_{\text{с.п.}} = 400 \text{ МВт},$$

$$N_{ГЭС.} = 2250 \text{ МВт},$$

$$N_{\text{выт.раб.}}^{ГЭС} = N_{\text{с.п.}} + N_{ГЭС.} = 2650 \text{ МВт.} \quad (2.12)$$

Нагрузочный резерв установим на существующую и проектируемую ГЭС. Для распределения этого резерва между двумя станциями, найдем их отношения друг к другу и большую часть резерва установим на существующую. Для определения установленной мощности по ИКН находим максимальную рабочую мощность и прибавляем к ней нагрузочный резерв:

$$N_{\text{уст.}}^{ГЭС} = N_{\text{выт.раб.}}^{ГЭС} + N_{\text{рез.}}^{ГЭС}, \quad (2.13)$$

$$N_{\text{выт.раб.}}^{ГЭС} = 2650 \text{ МВт},$$

$$N_{\text{рез.}}^{ГЭС} = N_{\text{выт.раб.}}^{ГЭС} \cdot 0,012 = 2650 \cdot 0,012 = 32 \text{ МВт}, \quad (2.14)$$

$$N_{\text{уст.}}^{ГЭС} = 2682 \text{ МВт}.$$

Установленная мощность ГЭС не превышает гарантированную в 2 раза. Также на существующей размещаем нагрузочный резерв. На ТЭЦ Установленная мощность ТЭЦ будет:

$$N_{\text{уст}}^{ТЭС} = N_{\text{раб}}^{ТЭС} + N_{\text{ав.рез.}}^{ТЭС} \quad (2.15)$$

$$N_{\text{уст}}^{ТЭС} = 7665 \text{ МВт}.$$

Для нахождения ремонтного резерва воспользуемся формулами:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{4} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{680}{4} = 170 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}; \quad (2.16)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{4} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{2682}{4} = 670 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}; \quad (2.17)$$

$$\begin{aligned} F_{\text{рем}}^{ТЭС} &= \frac{N_{\text{уст}}^{ТЭС}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{ТЭС}}{2} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{7665}{4} + \frac{7665}{2} = \\ &= 5749 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \end{aligned} \quad (2.18)$$

Ремонтный агрегатов на ГЭС осуществляется в периоды, когда она не полностью используется, т.е. не зимой (в самый «пик» нагрузки) и не летом (притекает большое количество воды). Ремонт на ТЭС производится летом.

Баланс мощностей представлен в таблице 2.9 и на рисунке 2.5
Таблица 2.9 –Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

| Месяц | Нагрузка системы | Существующие ГЭС | | | Проектируемая ГЭС | | | ТЭС | | |
|-------|------------------|------------------|----|-----|-------------------|-----|-----|------|-----|------|
| | | | | | | | | | | |
| I | 11805 | 645 | 35 | 0 | 2540 | 142 | 0 | 7665 | 708 | 0 |
| II | 10972 | 647 | 33 | 0 | 1780 | 132 | 0 | 7662 | 658 | 0 |
| III | 9530 | 651 | 29 | 0 | 1960 | 114 | 335 | 5538 | 572 | 0 |
| IV | 7865 | 656 | 24 | 0 | 2157 | 94 | 0 | 3985 | 472 | 0 |
| V | 6423 | 661 | 19 | 0 | 2375 | 77 | 0 | 2638 | 385 | 1020 |
| VI | 5590 | 663 | 17 | 0 | 2615 | 67 | 0 | 1858 | 335 | 1855 |
| VII | 5590 | 663 | 17 | 0 | 2615 | 67 | 0 | 1893 | 335 | 1855 |
| VIII | 6422 | 661 | 19 | 0 | 2375 | 77 | 0 | 2638 | 385 | 1020 |
| IX | 7864 | 656 | 24 | 170 | 2157 | 94 | 0 | 3984 | 472 | 0 |
| X | 9529 | 651 | 29 | 0 | 1960 | 114 | 335 | 5537 | 572 | 0 |
| XI | 10972 | 647 | 33 | 0 | 1780 | 132 | 0 | 7662 | 658 | 0 |
| XII | 11804 | 645 | 35 | 0 | 2540 | 142 | 0 | 7664 | 708 | 0 |

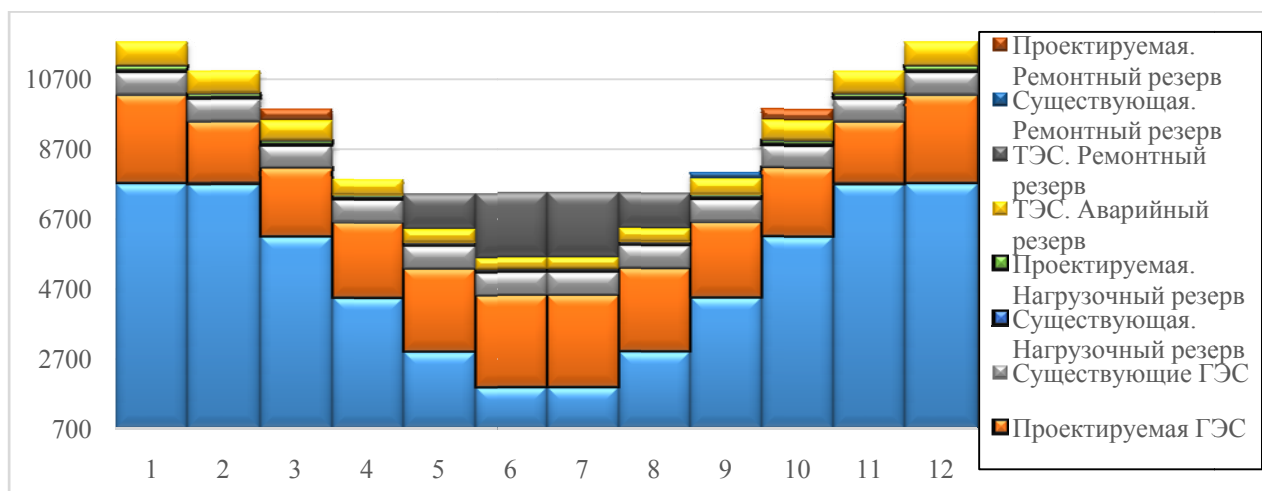


Рисунок 2.5 – Баланс мощностей

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

При технико-экономическом обосновании оптимального варианта основного оборудования для выбора числа и типа агрегатов необходимо учитывать следующие основные положения:

– выбранные параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;

– необходимо стремиться к выбору минимального числа гидроагрегатов при возможно большей мощности каждого из них, что приводит к увеличению КПД реактивных турбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков изготовления, монтажа и численности эксплуатационного персонала проектируемой ГЭС.

Для начала необходимо определить область допустимой работы, проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{\text{ГЭС}}(Q_{\text{ГЭС}}) = z_{\text{ВВ}}(V_{\text{сраб}}) - z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) - \Delta h, (3.1)$$

где $z_{\text{ВВ}}(V_{\text{сраб}})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки $V_{\text{сраб}}$ от НПУ до УМО;

$z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;

Δh – потери напора в водопроводящих сооружениях.

Определение ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности;
- ограничение по пропускной способности ГЭС.

Для построения таблицы 3.1 понадобится:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 2682 \text{ МВт},$$

$$Z_{\text{НПУ}} = 110 \text{ м},$$

$$Z_{\text{УМО}} = 80,36 \text{ м},$$

$$Z_{\text{ВВ расч}} = 101,75 \text{ м},$$

$$H_{\text{расч}} = 94,73 \text{ м}.$$

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля

| Кривые связи нижнего бьефа | | Напорные характеристики | | | Линия ограничение по мощности | | Линия ограничение по пропускной способности | |
|-------------------------------|----------|----------------------------|-----------|------------|----------------------------------|------|--|------|
| $Q_{НБ}$ | $Z_{НБ}$ | $H^{НПУ}$ | $H^{УМО}$ | $H^{збб1}$ | H | Q | H | Q |
| 200 | 1,62 | 107,28 | 77,64 | 99,03 | 107,00 | 2848 | 50,00 | 2434 |
| 250 | 1,87 | 107,03 | 77,39 | 98,78 | 103,71 | 2938 | 53,29 | 2512 |
| 400 | 2,58 | 106,32 | 76,68 | 98,07 | 100,43 | 3034 | 56,57 | 2589 |
| 700 | 3,81 | 105,09 | 75,45 | 96,84 | 97,14 | 3137 | 59,86 | 2663 |
| 1000 | 4,83 | 104,07 | 74,42 | 95,82 | 93,86 | 3247 | 63,14 | 2735 |
| 1500 | 6,16 | 102,74 | 73,09 | 94,49 | 90,57 | 3365 | 66,43 | 2805 |
| 2000 | 7,12 | 101,78 | 72,13 | 93,53 | 87,29 | 3491 | 69,71 | 2874 |
| 2800 | 8,16 | 100,74 | 71,10 | 92,49 | 84,00 | 3628 | 73,00 | 2941 |
| 3800 | 8,96 | 99,94 | 70,30 | 91,69 | 80,71 | 3776 | 76,29 | 3006 |
| 5300 | 9,80 | 99,10 | 69,45 | 90,85 | 77,43 | 3936 | 79,57 | 3070 |
| 8000 | 11,11 | 97,79 | 68,14 | 89,54 | 74,14 | 4110 | 82,86 | 3133 |
| 13500 | 11,96 | 96,94 | 67,30 | 88,69 | 70,86 | 4301 | 86,14 | 3195 |
| 14800 | 12,18 | 96,72 | 67,07 | 88,47 | 67,57 | 4510 | 89,43 | 3255 |
| 16200 | 12,48 | 96,42 | 66,78 | 88,17 | 64,29 | 4741 | 92,71 | 3314 |

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности.

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор $H_p = 92$ м;
- минимальный напор $H_{\min} = 71$ м;
- максимальный напор $H_{\max} = 106,2$ м;
- максимальный расход $Q_{\max} = 3350$ м³/с,
- $\Delta h = 1,1$ м.

Для полученных значений подбираем турбину из следующих условий:

- 1) значение предельного напора не должно превышать $H_{\max} = 106,2$ м;
- 2) отношение $H_{\min}/H_{\max} = 0,617$ должно быть не меньше справочных данных.

3.2 Выбор числа и типа гидроагрегатов

Технико-экономическое обоснование оптимального варианта основного оборудования выполняется анализом всех возможных вариантов оборудования. Для выбора числа и типа агрегатов необходимо учитывать следующие основные положения:

- Выбранные параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;
- Необходимо стремиться к выбору минимального числа гидроагрегатов при возможно большей мощности каждого из них, что приводит к увеличению КПД реактивных турбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков

изготовления, монтажа и численности эксплуатационного персонала проектируемой ГЭС.

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для рассматриваемого типа турбин, выбрать такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которой в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД и с минимальным заглублением рабочего колеса.

Определяется область допустимой работы, проектируемой ГЭС. Строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение характеристик выполняется по уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = Z_{вб}(V_{ср}) - Z_{нб}(V_{нб}) - \Delta h_{вс}; \quad (3.1)$$

где $Z_{вб}(V_{ср})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки от НПУ до УМО;

$Z_{нб}(V_{нб})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;

$\Delta h_{вс}$ – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Для того чтобы выбрать оборудование надо построить режимное поле или напорных характеристик ГЭС. Пространство, ограниченное линиями $H(НПУ, Q_{ГЭС})$, и $H(УМО, Q_{ГЭС})$ называется рабочим полем.

Слева наносится ограничение по ВХК, справа – ограничение по турбине и по генератору. Линия расчётного напора строится от отметки водохранилища, характерной для середины января.

Результаты расчётов приведены в таблице 3.1. Режимное поле изображено на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Данные для построения режимного поля

| Кривые связи НБ | | Напорные характеристики | | | Линия ограничения по установленной мощности | | Линия ограничения по пропускной способности ГЭС | |
|-------------------|----------------------|-------------------------|------------------|-------------------|---|-------------------|---|-------------------|
| Q | Z _{нб} лето | H _{нпу} | H _{умо} | H _{звб1} | H | Q | H | Q |
| м ³ /с | м | м | м | м | м | м ³ /с | м | м ³ /с |
| 200 | 1,62 | 107,28 | 77,64 | 99,03 | 107,00 | 2848 | 50,00 | 2434 |
| 250 | 1,87 | 107,03 | 77,39 | 98,78 | 103,71 | 2938 | 53,29 | 2512 |
| 400 | 2,58 | 106,32 | 76,68 | 98,07 | 100,43 | 3034 | 56,57 | 2589 |
| 700 | 3,81 | 105,09 | 75,45 | 96,84 | 97,14 | 3137 | 59,86 | 2663 |
| 1000 | 4,83 | 104,07 | 74,42 | 95,82 | 93,86 | 3247 | 63,14 | 2735 |

Продолжение таблицы 3.1

| Кривые связи НБ | | Напорные характеристики | | | Линия ограничения по установленной мощности | | Линия ограничения по пропускной способности ГЭС | |
|-----------------|----------|-------------------------|-------|-------|---|------|---|------|
| Q | Zнб лето | Ннпу | Нумо | Нзвб1 | Н | Q | Н | Q |
| м3/с | м | м | м | м | м | м3/с | м | м3/с |
| 14800 | 12,18 | 96,72 | 67,07 | 88,47 | 67,57 | 4510 | 89,43 | 3255 |
| 16200 | 12,48 | 96,42 | 66,78 | 88,17 | 64,29 | 4741 | 92,71 | 3314 |
| 17000 | 12,46 | 96,44 | 66,80 | 88,19 | 61,00 | 4996 | 96,00 | 3372 |
| 1500 | 6,16 | 102,74 | 73,09 | 94,49 | 90,57 | 3365 | 66,43 | 2805 |
| 2000 | 7,12 | 101,78 | 72,13 | 93,53 | 87,29 | 3491 | 69,71 | 2874 |
| 2800 | 8,16 | 100,74 | 71,10 | 92,49 | 84,00 | 3628 | 73,00 | 2941 |
| 3800 | 8,96 | 99,94 | 70,30 | 91,69 | 80,71 | 3776 | 76,29 | 3006 |
| 5300 | 9,80 | 99,10 | 69,45 | 90,85 | 77,43 | 3936 | 79,57 | 3070 |
| 8000 | 11,11 | 97,79 | 68,14 | 89,54 | 74,14 | 4110 | 82,86 | 3133 |
| 13500 | 11,96 | 96,94 | 67,30 | 88,69 | 70,86 | 4301 | 86,14 | 3195 |

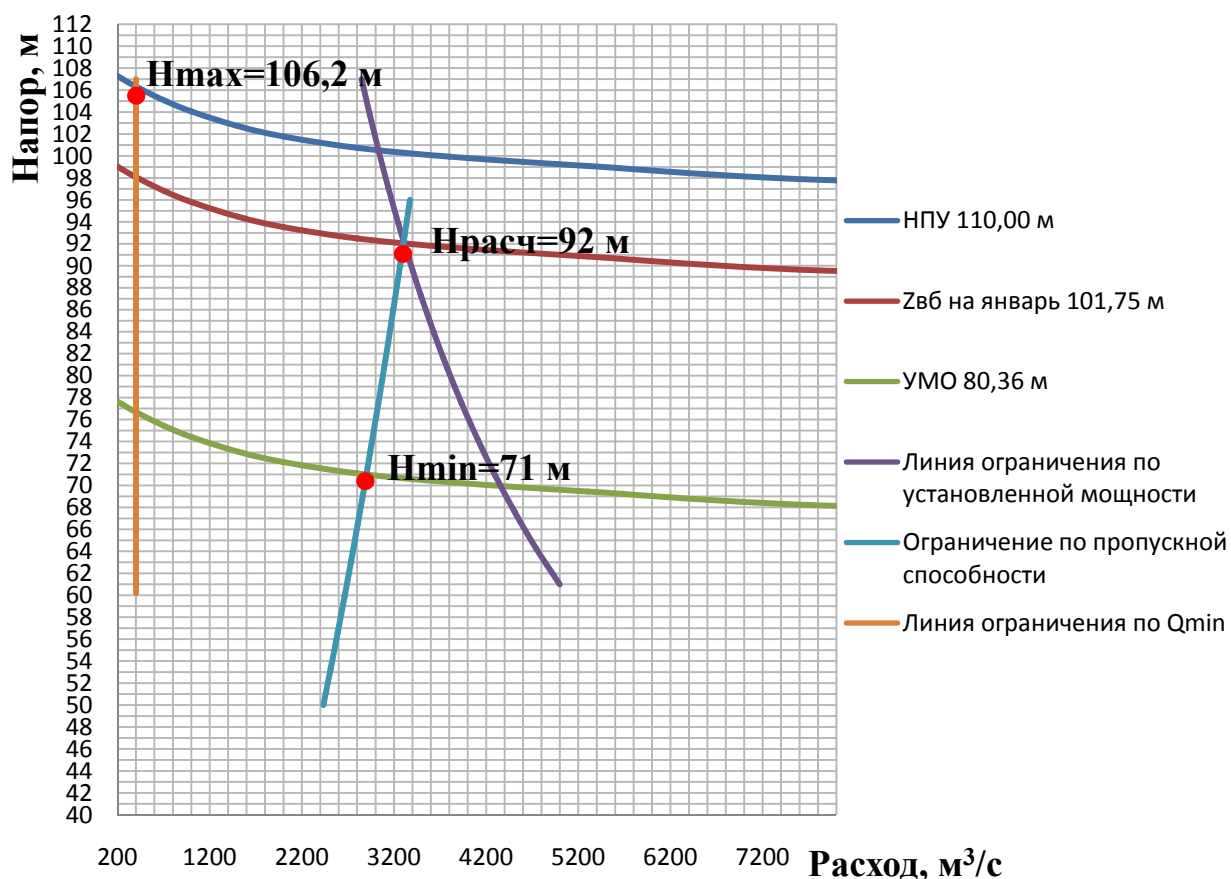


Рисунок 3.1 – Построение режимного поля

Из построенного режимного поля определяем:

- 1) Максимальный напор - определяется в точке пересечения линии максимального напора и минимального расхода

$$H_{\max} = 106.2 \text{ м}$$

2) Минимальный напор - определяется в точке пересечения линии минимального напора и линии ограничения по пропускной способности

$$H_{\min} = 71 \text{ м})$$

3) Расчетный напор - определяется в точке пересечения 3-х линии: линия ограничения по пропускной способности, ограничения по установленной мощности, расчетного напора.

$$H_{\text{расч}} = 92 \text{ м}$$

4) Максимальный расход - определяется как пересечение линии ограничения по установленной мощности с линией расчетного напора

$$Q^{\max} = 3313 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По результатам построения режимного и соотношениям минимального и предельного напоров подходит турбина PO115-B, характеристики которой представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

| Параметр | | PO115-B |
|--|------------------------------------|---------|
| Максимальный напор гидротурбин | $H_{\text{пред}}, \text{ м}$ | 115 |
| Диапазон регулирования | H_{\min}/H_{\max} | 0.60 |
| Оптимальная приведенная частота вращения | $n'_{10}, \text{ мин}^{-1}$ | 75 |
| Оптимальный приведенный расход | $Q'_{10}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 0.9 |
| Оптимальный КПД модели | $\eta_{\text{м,о}}$ | 0,927 |
| Приведенный максимальный расход | $Q'_{1\max}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 1,08 |
| Коэффициент кавитации | $\sigma_{\text{при}} Q'_{1\max}$ | 0,15 |
| Приведенный диаметр рабочего колеса | $D'_{1\text{м}}, \text{ м}$ | 0,5156 |
| Напор модельной турбины | $H_{\text{м}}, \text{ м}$ | 4 |
| Температура испытаний | $t_{\text{м}}, ^\circ\text{C}$ | 2 |

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки P_1 , предварительно проводя линию через оптимум КПД.

Более обоснованный выбор параметров гидротурбины выполняем с расчетами для ряда стандартных диаметров. Результаты расчетов для диаметров, включая выбранный, представлены в таблице 3.3.

КПД натурной турбины η_t определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \cdot \left[(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1m}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_m}} \right] \quad (3.2)$$

где η_m , D_{1m} , H_m – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1 , H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

v_H , v_m – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_H и t_m ;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ($\varepsilon = 0,75$).

Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях.

Средняя температура воды в реке Учурт = 15°C. Исходя из средней температуры определяем коэффициент вязкости $\eta_H = 1,14$.

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора $\eta_g = 0,97$.

КПД натурной турбины для турбины РО115-В:

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,87) \cdot \left[(1 - 0,25) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,51}{7,5}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{92}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,3}{1,67}} \right] = 0,928$$

Мощность одного агрегата:

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q_1' \cdot H_p^{3/2} \cdot \eta_T \cdot \eta_g; \quad (3.3)$$

где Q_1 – приведенный расход в расчетной точке;

η_g – средний КПД генератора

$$N_a^* = 9,81 \cdot 7,5^2 \cdot 1,08 \cdot 92^{3/2} \cdot 0,928 \cdot 0,97 = 473,3 \text{ МВт}$$

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z_a' = \frac{N_{уст}}{N_a^*}; \quad (3.4)$$

где $N_{уст} = 2681,8 \text{ МВт}$ – расчетная установленная мощность.

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z_a' = \frac{2681,8}{473,3} = 5,67;$$

Округляем число агрегатов до 6.

Рассчитанное число агрегатов Z_a^* округляется в большую сторону. После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст.}}{Z_a}; \quad (3.5)$$

Уточняем мощность агрегата:

$$N_a = \frac{2681,8}{6} = 446,97 \text{ МВт};$$

Синхронная частота вращения:

$$n_c^* = \frac{n_p' \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{расч}}}{D_1}; \quad (3.6)$$

где n_p' – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta p = \frac{\eta_T}{\eta_M}$ – поправка на приведённую частоту вращения.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение n_c .

Синхронная частота вращения:

$$n_c^* = \frac{116 \cdot \sqrt{1,066 \cdot 92}}{7,5} = 99,1 \text{ об/мин};$$

$$\Delta p = \frac{0,928}{0,87} = 1,066.$$

Приведенные частоты вращения, соответствующие известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному находятся по следующим формулам:

$$n'_{I \max} = n_{синхр.} \cdot \frac{D_1}{(m \cdot H_{\min})^{0,5}}; \quad (3.7)$$

$$n'_{I \min} = n_{синхр.} \cdot \frac{D_1}{(m \cdot H_{\max})^{0,5}}; \quad (3.8)$$

$$n'_{I p} = \frac{n_{синхр.} \cdot D_1}{(m \cdot H_p)^{0,5}}. \quad (3.9)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

H – напор на станции, соответствует H_{\max} , H_p и H_{\min} .

Приведенные частоты вращения:

$$n'_{I_{\max}} = 100 \cdot \frac{7,5}{(1,066 \cdot 106,2)^{0,5}} = 86,2 \text{ об / мин},$$

$$n'_{I_{\min}} = 100 \cdot \frac{7,5}{(1,066 \cdot 71)^{0,5}} = 70,5 \text{ об / мин},$$

$$n'_{I_p} = 100 \cdot \frac{7,5}{(1,066 \cdot 92)^{0,5}} = 75,7 \text{ об / мин},$$

Произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\text{гср}}}. \quad (3.10)$$

Произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД для PO115-B:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{446,97}{9,81 \cdot 7,5^2 \cdot 92^{1,5} \cdot 0,97} = 0,946$$

Для найденной «расчётной точки» выписываются значения Q'_I и η_m и коэффициента кавитации σ , которые представлены в таблице 3.3.

Необходимо сделать перерасчет режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу. Приведённый расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

где Q_{\min} – минимальный расход через станцию,

H – максимальный или минимальный напоры.

Приведённый расход:

При H_{\min} :

$$Q'_I = \frac{400}{7,5^2 \cdot \sqrt{106,2 \cdot 1,066}} = 0,668 \text{ м}^3/\text{с}$$

Линия ограничения УХ состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам.

Результат расчёта сведён в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров гидротурбин

| Наименование | PO115-B | PO115-B |
|-----------------------|---------|---------|
| D1, м | 7,5 | 6 |
| КПД т | 0,928 | 0,926 |
| N'агр, МВт | 473,31 | 302,33 |
| z'шт | 5,67 | 8,87 |
| z а, шт | 6,0 | 9 |
| N агр, КВт | 446,97 | 297,98 |
| Δ.p | 1,066 | 1,064 |
| n' с,об/мин | 99,1 | 123,7 |
| n' синх,об/мин | 100 | 125 |
| n' Hmax,об/мин | 86,2 | 86,3 |
| n' Нрасч,об/мин | 75,7 | 75,8 |
| n' Hmin, об/мин | 70,5 | 70,5 |
| Q * η _{расч} | 0,95 | 0,99 |
| Q * η _{max} | 0,76 | 0,79 |
| Q'I при Hmin | 0,668 | 1,045 |

3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.12)$$

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе $Q_{нб}$, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H_s .

Расчетное значение высоты отсасывания H_s определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима: работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке НПУ, работа ГЭС с установленной мощностью при отметке НПУ и работа всех агрегатов с установленной мощностью при расчетном по мощности напоре.

Высота отсасывания H_S вычисляется по формуле

$$H_S = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma * H - \Delta H_S + \Delta Z_{х.пл.}, \quad (3.13)$$

где B - барометрическое давление, равное 10,33 м вод.ст;

ΔH_S - дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас, равное 1,5 м;

σ - коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

H - напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{нб}(Q_{нб})$;

$\Delta Z_{х.пл.}$ - разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая определяется для вертикальных ПЛД и РО-турбин $\Delta Z_{х.пл.} = B_0/2$.

Высота направляющего аппарата натурной турбины B_0 пересчитывается с модели по формуле:

$$B_0 = \frac{B_{0м} * D_{1н}}{D_{1м}} \quad (3.14)$$

где $B_{0м}$, $D_{1м}$ - соответственно высота направляющего аппарата и диаметр рабочего колеса модельной гидротурбины.

3.3.1 Работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке НПУ

На режимном поле проектируемой ГЭС находим точку 1 на характеристике $H(Q)$ при отметке НПУ=259 м, соответствующую известной величине установленной мощности агрегата: $N_a = k_N \cdot Q_a \cdot H_a$;

Координаты точки: $Q_a = 485,6 \text{ м}^3/\text{с}$; $H_{аэп} = 105,8 \text{ м}$.

Пересчитаем эту точку в координаты n'_1 :

$$n'_1 = \frac{n_c * D_1}{\sqrt{\Delta p * H_{арп}}} = \frac{100 * 7,5}{\sqrt{1,06 * 105,8}} = 70,6 \text{ об/мин}$$

На универсальной характеристике проводим линию 70,6 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,09$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{нб} = 2,95 \text{ м}$.

$$\Delta Z_{х.пл.} = B_0/2 = 2,37/2 = 1,185$$

$$B_0 = \frac{B_{0M} * D_{1H}}{D_{1M}} = \frac{0,163 * 7,5}{0,5156} = 2,37$$

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10 - \frac{2,95}{900} - 92 * 0,09 - 1,5 + 1,185 = 1,4 \text{ м.}$$

3.3.2 Работа одного агрегата с установленной мощностью при минимальном напоре

На режимном поле этому режиму соответствует точка 2. Для нее: $Q_a = 3050 \text{ м}^3/\text{с}; H_{a2p} = 100,55 \text{ м.}$

$$n'_1 = \frac{n_c * D_1}{\sqrt{\Delta p * H_{a2p}}} = \frac{100 * 7,5}{\sqrt{1,06 * 100,55}} = 72,4 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

На универсальной характеристике проводим линию 72,4 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,105$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{нб} = 8,39 \text{ м.}$

$$H_s = 10 - \frac{8,39}{900} - 92 * 0,105 - 1,5 + 1,185 = 0,47 \text{ м.}$$

3.3.3 Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с расчётной мощностью при максимальном напоре

На режимном поле этому режиму соответствует точка 3. Для нее: Для нее: $Q_a = 3333,5 \text{ м}^3/\text{с}; H_{a2p} = 92 \text{ м.}$

$$n'_1 = \frac{n_c * D_1}{\sqrt{\Delta p * H_{a2p}}} = \frac{100 * 7,5}{\sqrt{1,06 * 92}} = 75,7 \text{ об/мин}$$

На универсальной характеристике проводим линию 75,7 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,11$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{нб} = 8,63 \text{ м.}$

$$H_s = 10 - \frac{8,63}{900} - 92 * 0,11 - 1,5 + 1,185 = -0,44 \text{ м.}$$

Полученные результаты в представлены в таблице 3.4.
Таблица 3.4 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

| Тип турбины | D_1 , м | Z_a , шт | n_c , об/мин | N_a , МВт | H_{s1} , м | H_{s2} , м | H_{s3} , м |
|-------------|-----------|------------|----------------|-------------|--------------|--------------|--------------|
| PO115-B | 7,5 | 6 | 100 | 447 | 1,4 | 0,47 | -0,44 |

Окончательно следует принять высоту отсасывания, равную -0,44 м.

$$\nabla Z_{p.k.} = 10,8 - 0,44 = 10,36 \text{ м.}$$

3.4 Расчет и построение металлической спиральной камеры

В данном расчёте сделано следующее допущение: $v_u \cdot r = const$.

Для расчёта потребуются следующие величины:

1. Угол охвата спиральной камеры – $\varphi_{сп} = 351^\circ$ (принято по УХ);
2. Диаметр расположения входных кромок статора $D_a = 11,5$ м;
3. Диаметр расположения выходных кромок статора $D_b = 10,0$ м;
4. Высота статора:

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 2,37 + 0,02 = 2,39 \text{ м} \quad (3.15)$$

5. Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1 = 2,39 + 2 \cdot 0,55 = 3,49 \text{ м} \quad (3.16)$$

6. Закон изменения положения вершин сечений – линейный.

7. Допустимые средние скорости воды во входном сечении – $v_{cp} = 8,5 \frac{\text{м}}{\text{с}}$

8. Другие размеры статора: $R = 0,65$ м, $h_1 = 0,55$ м, $D_4 = 12,0$ м.

Полный расход через турбину:

$$Q_p = \frac{N}{9,81 \cdot H_p} = \frac{408375}{9,81 \cdot 85,7} = 486 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (3.17)$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360} = 486 \cdot \frac{351}{360} = 473,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (3.18)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{cp}} = \frac{473,6}{8,5} = 55,72 \text{ м}^2 \quad (3.19)$$

Радиус входного сечения:

$$\rho_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{55,72}{3,14}} = 4,2 \text{ м} \quad (3.20)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a = \frac{D_4}{2} + \sqrt{\rho_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = \frac{12,0}{2} + \sqrt{4,2^2 - \left(\frac{3,49}{2}\right)^2} = 9,83 \text{ м} \quad (3.21)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a + \rho = 9,83 + 4,2 = 14,05 \text{ м} \quad (3.22)$$

Значение $1/c$:

$$\frac{1}{c} = \frac{a - \sqrt{a^2 - \rho^2}}{\varphi} = \frac{360 \cdot (9,83 - \sqrt{9,83^2 - 4,2^2})}{351} = 0,97. \quad (3.23)$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов, рассчитывают все сечения спиральной камеры, которые представлены в таблице 3.4.

Чтобы расчетные сечения касались статора в заданной точке, часть сечений спирали выполняют эллиптической формы.

Для их расчёта требуется определить R для каждого угла спирали. Строим график зависимости $R = f(\varphi^\circ)$ исходя из данных таблицы 3.4 и примерно продляем до нормального вида. График зависимости $R = f(\varphi^\circ)$ представлен на рисунке 3.2.

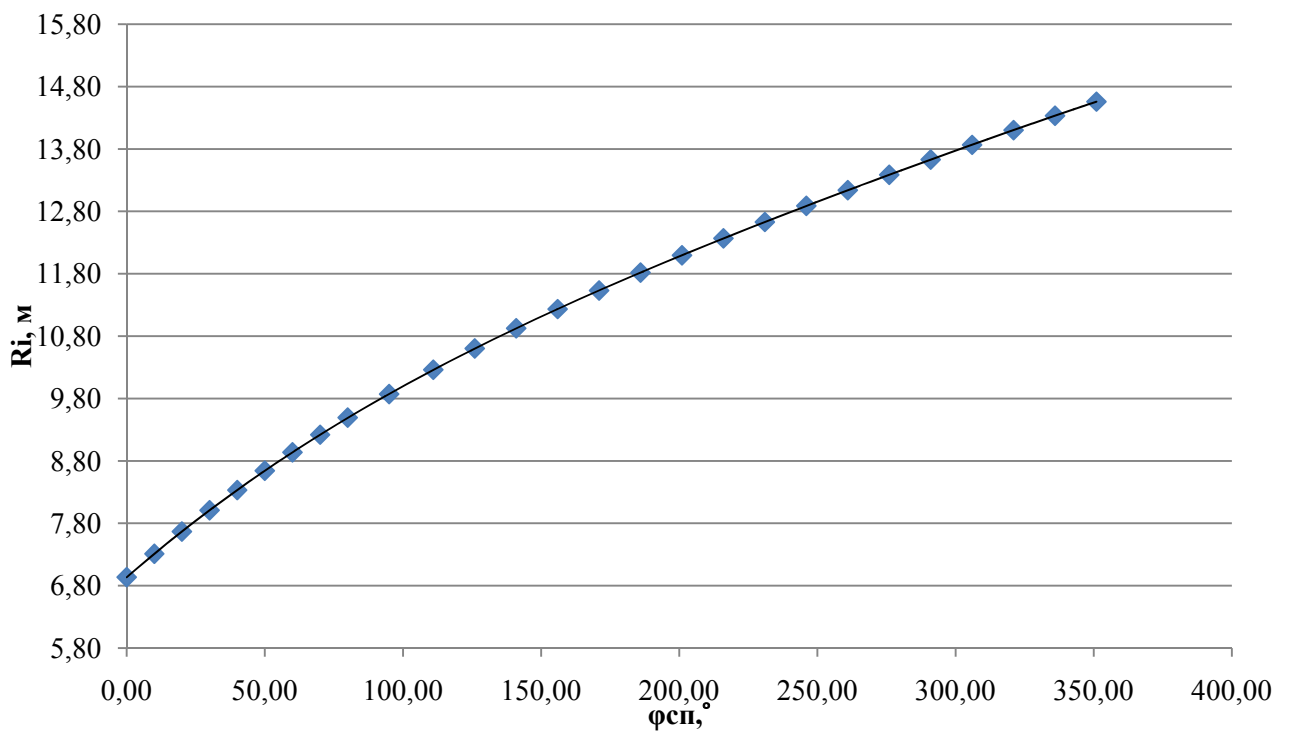


Рисунок 3.2 – График зависимости $R = f(\varphi^\circ)$

Определяем размеры эллиптических сечений:

$$\rho_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin(60^\circ)} = \frac{3,49}{2 \cdot 0,57} = 3,06 \text{ м} \quad (3.24)$$

ρ_1 постоянна для всех эллиптических сечений.

Меньший радиус эллиптического сечения:

$$\rho_2 = \frac{R - (\frac{D_4}{2} + \rho_1 \cdot (1 - \cos(65^\circ)))}{2 \cdot \cos(65^\circ)}. \quad (3.25)$$

Значения R определяем по зависимости $R = f(\varphi^\circ)$ (рисунок 3.2).

Расчёт размеров эллиптических сечений представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Размеры эллиптических сечений спиральной камеры

| № | φ | p1 | R | p2 |
|----|----|------|------|-------|
| 19 | 80 | 3,06 | 9,49 | 1,794 |
| 20 | 70 | | 9,22 | 1,628 |
| 21 | 60 | | 8,94 | 1,455 |
| 22 | 50 | | 8,64 | 1,274 |
| 23 | 40 | | 8,33 | 1,085 |
| 24 | 30 | | 8,01 | 0,887 |
| 25 | 20 | | 7,67 | 0,679 |
| 26 | 10 | | 7,31 | 0,461 |

| | | | | |
|----|---|--|------|-------|
| 27 | 0 | | 6,93 | 0,232 |
|----|---|--|------|-------|

Постоянная спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{c}} = \frac{486}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,97} = 79,56 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}; \quad (3.26)$$

Угол потока в спиральной камере (на входе в колонны статора):

$$\text{tg } \delta = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot b_1} = \frac{486}{2 \cdot 3,14 \cdot 79,56 \cdot 2,39} = 0,41, \quad (3.27)$$

$$\delta = 16,2^\circ.$$

По полученным данным строим спиральную камеру.

3.5 Подбор и расчет отсасывающей трубы

Основные размеры отсасывающей трубы пересчитаны по отношению диаметров модели и натуре.

Для проектируемой турбины используем отсасывающую трубу геометрически подобную модельной турбине.

1. Размеры конического раструба диффузора трубы:

$$D_r = 0,995 \cdot D_1 = 0,995 \cdot 7,5 = 7,5 \text{ м} \quad (3.28)$$

$$D_k = 1,229 \cdot D_1 = 1,229 \cdot 7,5 = 9,2 \text{ м} \quad (3.29)$$

$$h = 2,57 \cdot D_1 = 2,57 \cdot 7,5 = 19,3 \text{ м} \quad (3.30)$$

$$h_1 = 0,908 \cdot D_1 = 0,908 \cdot 7,5 = 6,8 \text{ м} \quad (3.31)$$

2. Размеры колена отсасывающей трубы:

$$h_2 = 1,455 \cdot D_1 = 1,455 \cdot 7,5 = 10,9 \text{ м} \quad (3.32)$$

$$h_3 = 0,631 \cdot D_1 = 0,631 \cdot 7,5 = 4,7 \text{ м} \quad (3.33)$$

$$L_1 = 1,549 \cdot D_1 = 1,549 \cdot 7,5 = 11,6 \text{ м} \quad (3.34)$$

$$B = 3,522 \cdot D_1 = 3,522 \cdot 7,5 = 26,4 \text{ м} \quad (3.35)$$

3. Размеры выходных конических раструбов отсасывающей трубы:

$$h_4 = 1,234 * D_1 = 1,234 * 7,5 = 9,3 \text{ м} \quad (3.36)$$

$$L_2 = 4,364 * D_1 = 4,364 * 7,5 = 32,7 \text{ м} \quad (3.37)$$

$$B_1 = 2,997 * D_1 = 2,997 * 7,5 = 22,5 \text{ м} \quad (3.38)$$

$$B_{1/2} = 1,4985 * D_1 = 1,4985 * 7,5 = 11,2 \text{ м} \quad (3.39)$$

4. Входное сечение конуса 1-1:

$$F_{1-1} = \frac{\pi * D_{\Gamma}^2}{4} = \frac{3,14 * 7,5^2}{4} = 43,7 \text{ м}^2 \quad (3.40)$$

5. Выходное сечение конуса 2-2:

$$F_{2-2} = \frac{\pi * D_{\kappa}^2}{4} = \frac{3,14 * 9,2^2}{4} = 66,7 \text{ м}^2 \quad (3.41)$$

6. Выходное сечение колена 3-3:

$$F_{3-3} = h_3 * B = 4,7 * 26,4 = 125,0 \text{ м}^2 \quad (3.42)$$

7. Выходное сечение выходных конических раструбов 4-4:

$$F_{4-4} = 2 * h_4 * B_{\frac{1}{2}} = 2 * 9,3 * 11,2 = 208 \text{ м}^2 \quad (3.43)$$

8. Расход для оптимального режима:

$$Q_{\text{опт}} = \frac{N}{9,81 * H_p * \eta_{\text{но}}} = \frac{408375}{9,81 * 85,7 * 0,9325} = 520,9 \text{ м}^3 \quad (3.44)$$

9. Максимальный расход:

$$Q_{\text{max}} = \frac{N}{9,81 * H_p * \eta_{\text{н.т}}} = \frac{408375}{9,81 * 85,7 * 0,888} = 547,0 \text{ м}^3 \quad (3.45)$$

Производим расчет таблицы 3.6 по следующим формулам:

10. Средняя меридианная скорость:

$$V_{i-i} = \frac{Q_{\text{опт}}}{F_{i-i}}; \quad (3.46)$$

11. Средняя удельная кинетическая энергия потока:

$$E_{i-i} = \frac{100 \cdot V_{i-i}^2}{2g \cdot H_p}; \quad (3.47)$$

12. Длины средних линий до каждого сечения:

$$l_0 = 0 \text{ м};$$

$$l_1 = l_0 + h_1 = 0 + 6,8 = 6,8 \text{ м}; \quad (3.48)$$

$$l_2 = l_1 + \sqrt{h_2^2 + L_1^2} = 6,8 + \sqrt{10,9^2 + 11,6^2} = 18,7 \text{ м}; \quad (3.49)$$

$$l_3 = l_2 + L_2 = 17,7 + 32,7 = 51,5 \text{ м}. \quad (3.50)$$

Таблица 3.6 – Результаты расчёта отсасывающей трубы

| Сечение | F_{i-i} | $V_{i-иопт}$ | V_{i-imax} | $E_{i-иопт}$ | E_{i-imax} | l_i |
|---------|-----------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------|
| 1-1 | 64,9 | 11,9 | 12,5 | 8,44 | 9,31 | 0 |
| 2-2 | 110,7 | 7,8 | 8,2 | 3,63 | 4,00 | 6,8 |
| 3-3 | 167,9 | 4,2 | 4,4 | 1,03 | 1,14 | 18,7 |
| 4-4 | 302,1 | 2,5 | 2,6 | 0,37 | 0,41 | 51,5 |

На рисунке 3.3 представлен график распределения средней меридианной скорости по длине трубы.

На рисунке 3.4 представлен график распределения средней удельной кинетической энергии по длине трубы.

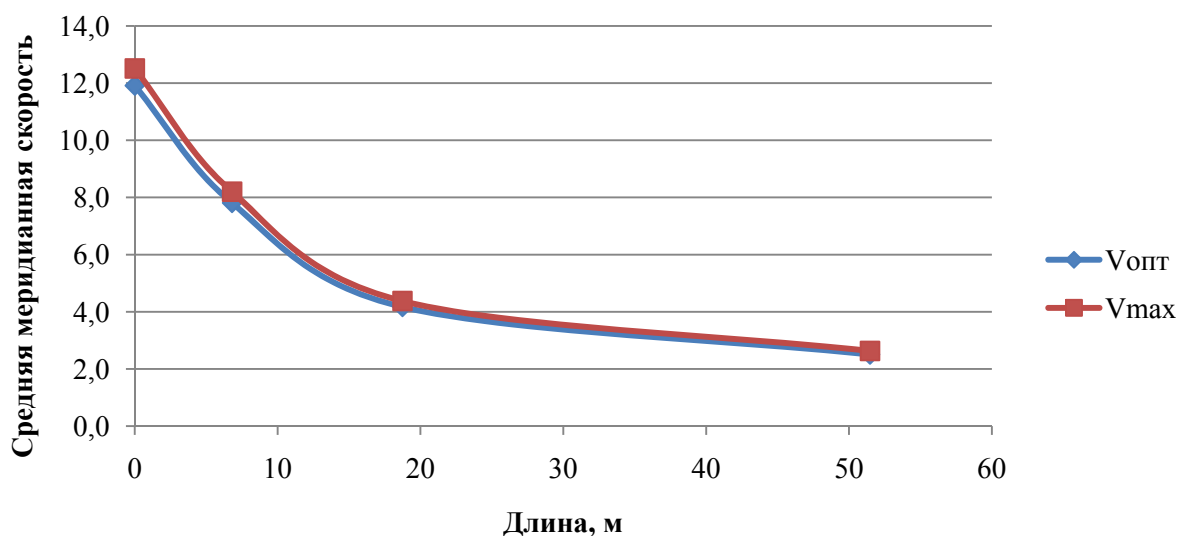


Рисунок 3.3 – График зависимости средней меридианной скорости по длине отсасывающей трубы РО115 – В – 750

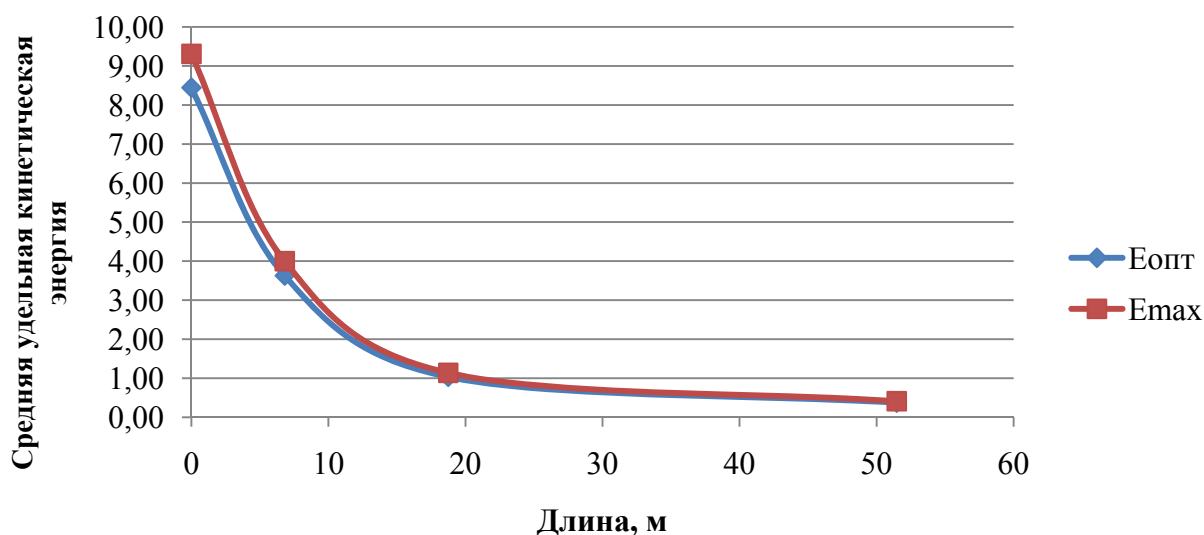


Рисунок 3.4 – График зависимости средней удельной кинетической энергии по длине отсасывающей трубы РО115 – В – 750

3.6 Определение геометрических параметров машинного зала

Габариты машинного зала зависят главным образом от числа агрегатов, длины монтажной площадки, ширина которой одинакова с машинным залом, поскольку обслуживается теми же кранами, а также от принятой схемы транспортировки ротора вдоль зала с учетом размеров захватных (крепежных) устройств и траверсы, когда она необходима.

Диаметр шахты агрегата:

Длина спиральной камеры:

$$L_{\text{ск}} = 26,7 \text{ м.}$$

По рекомендациям [4] ширина здания ГЭС:

$$B'_{\text{ГЭС}} = L_{\text{ск}} + 7 = 26,7 + 7 = 33,7 \text{ м.} \quad (3.51)$$

Принимаем ширину машинного зала по [4]:

$$B_{\text{мз}} = 33,7 \text{ м.}$$

Для приплотинных зданий ГЭС ширина блока:

$$B_{\text{бл}} = B_{\text{сп}} + 2 \cdot B_{\text{сл}} = 26,5 + 2 \cdot 2 = 30,5 \text{ м.} \quad (3.52)$$

где $B_{сп}$ – ширина спиральной камеры,

$B_{сл}$ – ширина слоя бетона между соседними агрегатами.

Ширина монтажной площадки по рекомендации [4]:

$$L_{мп} = B_{бл} = 30,5 \text{ м.} \quad (3.53)$$

Длинна машинного зала:

$$L_{мз} = n \cdot B_{бл} + L_{мп} = 8 \cdot 30,5 + 30,5 = 274,5 \text{ м.} \quad (3.54)$$

Высота машинного зала определяется из условия проноса краном самой габаритной части ГА.

Высота машинного зала:

$$H'_{мз} = 32,7.$$

3.7 Выбор серийного типа гидрогенератора

Полученные параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Поскольку проектирование гидрогенератора не входит в состав задач данного курсового проекта, то выбирается серийный тип гидрогенератора по справочным данным. Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения [3].

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos\varphi} \quad (3.55)$$

где $\cos\varphi = 0,81 - 0,9$.

$$S_{ном} = \frac{446,97}{0,9} = 496,6 \text{ МВА} \quad (3.56)$$

Число полюсов гидрогенератора

$$p = \frac{6000}{n_c} \quad (3.57)$$

$$p = \frac{6000}{100} = 60.$$

Расчетная мощность:

$$S_p = k S_H = 1,06 \cdot 496,6 = 526,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.58)$$

где k — коэффициент, зависящий от $\cos \varphi$ (рисунок 3.5):

| | | | | | |
|----------------|------|------|------|-------|---|
| $\cos \varphi$ | 0,8 | 0,85 | 0,9 | 0,95 | 1 |
| k | 1,08 | 1,07 | 1,06 | 1,045 | 1 |

Рисунок 3.5 – Зависимость коэффициента k от $\cos \varphi$

Удельная нагрузка, т.е кажущаяся мощность, приходящаяся на один полюс:

$$S^* = \frac{S_H}{2p} = \frac{496,6}{60} = 8,27 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.59)$$

Полюсное деление- длина внешней дуги обода ротора, приходящаяся на один полюс:

$$\tau^* = \frac{\pi D_i}{2p}. \quad (3.60)$$

Полюсное деление зависит от удельной нагрузки и способа охлаждения:

$$\tau^* = A S^{*\alpha} = 0,451 \cdot 8,27^{0,239} = 0,474 \text{ м},$$

где A и α — эмпирические коэффициенты принимаемые по рисунку 3.6.

| Определяемый параметр | Коэффициент | Способы охлаждения | | |
|-------------------------------|-------------|---------------------|--|---|
| | | косвенное воздушное | непосредственное водяное обмоток статора и непосредственное воздушное обмоток ротора | непосредственное водяное обмоток ротора и статора |
| Полюсное деление τ^* , м | A | 0,529 | 0,451 | 0,432 |
| | α | 0,246 | 0,239 | 0,239 |
| Коэффициент машины C_A | R | 18,8 | 8,9 | 8,6 |
| | y | 0,18 | 0,105 | 0,105 |

Рисунок 3.6 – Значения эмпирических коэффициентов

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,474 \cdot 60}{3,14} = 9,5 \text{ м}. \quad (3.61)$$

Далее необходимо проверить, не будет ли при этом диаметре превышать предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме, которая составляет: $v_{пр} = 160$ м/с для генераторов кажущейся мощностью $S \leq 175$ МВ · А.

Предельную окружную скорость:

$$v_{пр} = \frac{\pi D_i k_{разг} n_c}{60} = \frac{3,14 \cdot 9,5 \cdot 1,59 \cdot 100}{60} = 79 \text{ м/с}, \quad (3.62)$$

где $k_{разг}$ — коэффициент разгона определяется по формуле:

$$k_{разг} = \frac{n_{I_{разг}}}{n_{I_0}} = \frac{170}{107} = 1,59 \quad (3.63)$$

При $D_i = 9,5$ м предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме не превышает допустимых значений.

Вторая проверка приемлемости диаметра ротора относится к определению его минимального значения, так как он не должен быть меньше диаметра $D_{ш}$ шахты турбины плюс некоторый запас для проведения монтажных работ.

Диаметр шахты ориентировочно принимаем равным внутреннему диаметру кромок статора турбины.

$$D_{ш} = 13 \text{ м.}$$

Для определения высоты активного железа необходимо найти «условный объем машины» по формуле:

$$W_S = D_i^2 l_a = \frac{30 C_a S_p}{\pi n_0}, \quad (3.64)$$

где S_p — определяется по формуле;

C_a — коэффициент машины, зависящий от удельной нагрузки на полюс S^* и способ охлаждения, определяется по формуле:

$$C_a = \frac{R}{S^* y} = \frac{8,9}{3,378^{0,105}} = 7,13, \quad (3.65)$$

где значения R и y приведены на рисунке 3.6.

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_S}{D_i^2} = \frac{30C_a S_p}{\pi n_0 D_i^2} = \frac{30 \cdot 7,13 \cdot 526,4}{3,14 \cdot 150 \cdot 9,5^2} = 1,64. \quad (3.66)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому принимается ближайшее значение $l_a = 1,65$ см

Общая масса генератора приближенно:

$$G_{\text{ген}} = \psi D_i l_a = 50 \cdot 9,5 \cdot 1,65 = 783,75 \text{ т}, \quad (3.67)$$

где $\psi = (44 \div 50)$.

Вес ротора генератора с валом составляет 50-55% общей массы гидрогенератора.

$$G_{\text{рот}} = 0,55 \cdot G_{\text{ген}} = 0,55 \cdot 789,75 = 431 \text{ т}. \quad (3.68)$$

3.8 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора

Габаритные размеры МНУ определяются объемом маслoвоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

Работоспособность сервомоторов, обслуживающих НА определяют по зависимости:

$$A_{\text{с.н.а}} = k_{\text{на}} * * H_{\text{max}} * b_0 * D_1^2 = 0,04 * 1000 * 106,2 * 2,37 * 7,5^2 = 0,56 \text{ МДж} \quad (3.69)$$

где \square – объемный вес воды;

$k_{\text{на}}$ – опытный коэффициент для РО турбины 0,04.

Объем сервомоторов:

$$V_{\text{н.а.}} = \frac{A_{\text{с.н.а}}}{P_k} = \frac{0,56}{4} = 0,14 \quad (3.70)$$

где P_k – номинальное давление котла 4 м^2 .

Работоспособность сервомоторов лопастей рабочего колеса у РО турбины отсутствуют, поскольку лопасти зафиксированы в одном положении:

$$A_{\text{с.р.к}} = 0$$

Объем сервомоторов:

$$W_{\text{с.р.к}} = \frac{A_{\text{с.р.к}}}{P_k} = \frac{0,00}{4} = 0,00 \quad (3.71)$$

Объем котла:

$$V_k = (20-25) \cdot W_{c.n.a} + (3-4) \cdot W_{c.p.k} = 23 \cdot 0,14 + 3 \cdot 0,00 = 3,2 \text{ м}^3. \quad (3.72)$$

По объему котла определяем тип МНУ: МНУ4-1/40, объем котла 4,0 м³, давление 40 кгс/см², исполнение однокотельное.

3.9 Выбор электрогидравлического регулятора

Диаметр главного золотника рассчитывается по формуле:

$$d_3 = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_3}{\pi \cdot V_M}}, \quad (3.73)$$

где V_M — скорость масла в маслопроводах;

$$Q_3 = \frac{V_{н.а.}}{T_3}, \quad (3.74)$$

где $V_{н.а.}$ — объем сервомотора направляющего аппарата;

T_3 — время закрытия;

$$V_{н.а.} = A_c / P_K \cdot 0,6, \quad (3.75)$$

$$T_3 = \frac{\beta_{max} \cdot GD^2 \cdot n_H^2}{1800 \cdot N_H}, \quad (3.76)$$

$$V_{н.а.} = 0,52 / 4 \cdot 0,6 = 0,22 \text{ м}^3$$

где β_{max} — временная неравномерность (0,3 ÷ 0,5).

По приближенной зависимости определяем GD^2 :

$$GD^2 = 2500 \cdot N_H^{0,8} \cdot n^{-1,2}, \quad (3.77)$$

$$GD^2 = 2500 \cdot 447^{0,8} \cdot 100^{-1,2} = 1312,76 \text{ Н}.$$

$$T_3 = \frac{0,5 \cdot 1312,76 \cdot 447^2}{1800 \cdot 447} = 8,7 \text{ с}.$$

$$Q_3 = \frac{0,22}{8,7} = 0,03.$$

$$d_3 = \sqrt{\frac{4 * 0,03}{3,14 * 5}} = 0,084 \text{ м} = 84 \text{ мм.}$$

Диаметр главного золотника 84 мм. Принимаем регулятор ЭГР-100-4.

3.10 Расчет вала на прочность. Расчет подшипника

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Внешний диаметр вала рассчитывается по формуле (м):

$$d_B = (1,2 \div 1,4) \sqrt[3]{\frac{N_a}{n_0}} \quad (3.78)$$

$$d_B = 1,2 \sqrt[3]{\frac{447}{100}} = 2 \text{ м.}$$

Крутящий момент определяется по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_c} \quad (3.79)$$

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot 446970}{100} = 43,5$$

3.11 Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок.

Расчет подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости (кН):

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N}{n_c \cdot D_1} \quad (3.80)$$

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot 408375}{93,8 \cdot 7,5} = 464,4 \text{ кН.}$$

Диаметр вала под подшипником $d_{\text{п}}$, с учетом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше $D_{\text{в}}[1]$:

-для $D_{\text{в}} = 2000$ мм;

$d_{\text{п}} = 2020$ мм;

$h_{\text{п}} = 600$ мм;

Для кольцевого подшипника удельное давление равно (кПа):

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}] \quad (3.81)$$

Для таких подшипников экспериментально получено, что допускаемое

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U \text{ (кПа)}. \quad (3.82)$$

$$\text{где } U = \frac{\pi \cdot n_c \cdot h_{\text{п}}}{30}, \text{ м/сек} \quad (3.83)$$

$$U = \frac{3,14 \cdot 93,8 \cdot 2,02}{30} = 19,8 \text{ м/сек}$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 19,8 = 575,1 \text{ кПа}$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{464,4}{2,02 \cdot 0,6} = 383,2 \text{ кПа}$$

$p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$ – условие выполняется

3.12 Подбор подъёмно-транспортного оборудования водоприемников головного узла

Для маневрирования затворами водоприемника, выполнения подъемно-транспортных операций при монтаже, а также для переноса и установки затворов, сороудерживающих решеток и механизмов их очистки применяют краны с электроприводом.

Грузоподъемность козлового крана должна обеспечивать необходимое тяговое усилие для перемещения конструкций или устройств.

Тяговое усилие рассчитывается по формуле:

$$G = 1,1 \cdot G_3, \quad (3.84)$$

где G_3 – вес затвора, т.

1,1 – коэффициент, учитывающий увеличение веса затвора за счет тяговых элементов.

Тяговое усилие для ремонтного затвора:

$$G = 1.1 \cdot 210 = 231 \text{ т},$$

Тяговое усилие для аварийно-ремонтного затвора:

$$G = 1.1 \cdot 200 = 220 \text{ т},$$

Принимаем козловой кран 250 т.

Тяговое усилие для ремонтного затвора:

$$G = 1.1 \cdot 90 = 99 \text{ т},$$

Принимаем козловой кран 150 т.

3.13 Заглубление водозабора на величину воронкообразования

Расход через турбину при отметке НПУ и работе агрегата с установленной мощностью $Q = 400 \text{ м}^3/\text{с}$.

Диаметр водовода $D = 10 \text{ м}$.

Средняя скорость воды в водоводе:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 400}{3,14 \cdot 10^2} = 5 \text{ м/с}. \quad (3.85)$$

Минимальная разность отметок мёртвого объема и верхней кромки водовода:

$$H_{\text{кр}} = 0,5 \cdot D \cdot \left(\frac{v}{\sqrt{g \cdot D}} \right)^{0,55} = 0,5 \cdot 10 \cdot \left(\frac{5}{\sqrt{9,81 \cdot 10}} \right)^{0,55} = 3,43 \text{ м} \quad (3.86)$$

4 Компонировка и сооружения гидроузла

4.1 Компонировка гидроузла

Определяется расчётный расход воды для основного расчётного случая Q_p , который пропускается через все водопропускные сооружения гидроузла при их полном открытии и через гидроагрегаты станции — $Q_{ГЭС}$. При условии, что количество гидроагрегатов $n_{ГА} = 6$ шт, в соответствии с СП 58.13330.2012 «Гидротехнические сооружения. Основные положения» количество агрегатов, участвующих в пропуске расчётных расходов при $n_{ГА} \leq 6$, равняется $(n - 1)$.

$$Q_p = Q_{осн. \max.} - (n - 1)Q_{ГА}(4.1)$$

$$Q_p = 7356 - (6 - 1)635 = 4181 \text{ м}^3/\text{с}$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_H] \cdot h_{НБ}(4.2)$$

$$h_{НБ} = \nabla_{УНБ} - \nabla_{дно}(4.3)$$

$$q_p = 5 \cdot (10,8 - 0,4) = 52 \text{ м}^2/\text{с}$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p(4.4)$$

$$q_B = 1,25 \cdot 52 = 65 \text{ м}^2/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_B}(4.5)$$

$$B = \frac{4181}{65} = 64,32 \text{ м}$$

Округляем до целого числа: $B = 65 \text{ м}$.

Ширину пролёта водосливного отверстия принимаем из стандартного ряда: $b_{ст} = 14 \text{ м}$.

$$n = \frac{B}{b} = \frac{65}{14} = 4.6(4.6)$$

Округлим до ближайшего целого: $n = 5$ шт.
Фактическая ширина водосливного фронта:

$$B = b_{\text{ст}} \cdot n (4.7)$$

$$B = 14 \cdot 5 = 70 \text{ м.}$$

Так как количество пролетов меньше 6, то добавлять дополнительный пролёт не требуется.

4.2 Определение отметки гребня водослива

Полный напор на водосливе без учёта бокового сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} (4.8)$$

где m — коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумного водослива типа А $m = 0,49$.

$$H_{01} = \left(\frac{4181}{0,49 \cdot 70 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,12 \text{ м.}$$

Полный напор на водосливе с учётом бокового сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} (4.9)$$

где σ_n — коэффициент подтопления, для неподтопленного водослива: $\sigma_n = 1$;
 ε — коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} (4.10)$$

где ξ — коэффициент формы боковых устоев, учитывающий округления их рёбер: $\xi = 0,7$;

ξ_0 — коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка: $\xi_0 = 0,45$.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{0,7 + (5 - 1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{9,12}{14} = 0,935$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02} = \left(\frac{4181}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,935 \cdot 70 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,53 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива без учёта скорости подхода потока к водосливу v_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g} \quad (4.11)$$

где α — коэффициент Кориолиса, который учитывает неравномерное распределение скоростей в потоке: $\alpha = 1,1$;

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна})(B + (n-1)\delta_\phi)} \quad (4.12)$$

где δ_ϕ — толщина неразрезного быка в плане. Толщина быка зависит от конструкции затворов и размеров перекрываемых водосливных отверстий, размеров и конструкций расположенных на них мостов и грузоподъемных механизмов [Л. Н. Рассказов, «Гидротехнические сооружения»]. Ориентировочно толщину неразрезного быка можно назначить:

$$\delta_\phi = 0,25b = 3,5 \text{ м}$$

Принимая во внимание то, что бык разрезной, увеличим его толщину на 0,5 метров. Тогда толщина разрезного быка равна:

$$\delta_\phi = 3,5 + 0,5 = 4 \text{ м}$$

$$v_0 = \frac{4181}{(110 - 0,4) \cdot (70 + (5-1) \cdot 4)} = 0,444 \text{ м/с} \quad (4.13)$$

Напор на гребне водослива:

$$H = 9,53 - \frac{1,1 \cdot 0,444^2}{2 \cdot 9,81} = 9,52 \text{ м}$$

Найденное значение округляем до ближайшего стандартного напора:

$$H_{ст} = 10 \text{ м.}$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} \quad (4.14)$$

$$\nabla ГВ = 110 - 10 = 100 \text{ м.}$$

4.3 Проверка на пропуск поверочного расхода при поверочном расчетном случае

Проверяем пропускную способность водосливной плотины при максимальном расходе для поверочного случая:

$$Q_{p.пов} = Q_{пов.мах} - Q_{ГЭС} - Q_c \quad (4.15)$$

где Q_c — расход через шлюзы, рыбопропускные сооружения и другие водопропускные сооружения гидроузла, $Q_c = 0$;
 $Q_{пов.мах}$ — расход 0,01% обеспеченности.

$$Q_{p.пов} = 8254 - (635 \cdot (6 - 1)) = 5079 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Напор на гребне водослива при пропуске поверочного расхода без учёта бокового сжатия и подтопления:

$$H_{01пов.} = \left(\frac{Q_{p.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (4.16)$$

$$H_{01пов.} = \left(\frac{5079}{0,49 \cdot 70 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,19 \text{ м}$$

Напор на гребне водослива с учётом сжатия ($\sigma_n = 1$):

$$H_{02пов.} = \left(\frac{Q_p}{m \varepsilon \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (4.17)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{0,7 + (5 - 1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{9,19}{14} = 0,934$$

$$H_{02пов.} = \left(\frac{5079}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,934 \cdot 70 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,86 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов}}^2}{2g} \quad (4.18)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla \text{ФПУ} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_B)} \quad (4.19)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{5079}{(111 - 0,4) \cdot (70 + (5 - 1) \cdot 4)} = 0,534 \text{ м/с};$$

$$H_{\text{пов}} = 10,86 - \frac{1,1 \cdot 0,534^2}{2 \cdot 9,81} = 10,84 \text{ м.}$$

Пропускной способности водосливного фронта при пропуске поверочного расхода достаточно.

Проверка отметки ФПУ:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 100 + 10,84 = 110,84 \text{ м} \quad (4.20)$$

$$\nabla \text{ФПУ}_p = 110,86 \text{ м} < \nabla \text{ФПУ} = 111 \text{ м}$$

Оставляем принятую ранее отметку ФПУ.

4.4 Построение профиля водосливной плотины

Оголовок безвакуумный водослива практического профиля типа А строится по координатам Крюгера-Офицерова (Таблица 4.1), приведённым в справочнике П.Г. Киселёва.

Таблица 4.1 – Координаты водослива Крюгера-Офицерова

| № | x | y | x* | y* |
|----|-----|-------|----|------|
| 1 | 0 | 0,126 | 0 | 1,26 |
| 2 | 0,1 | 0,036 | 1 | 0,36 |
| 3 | 0,2 | 0,007 | 2 | 0,07 |
| 4 | 0,3 | 0 | 3 | 0 |
| 5 | 0,4 | 0,006 | 4 | 0,06 |
| 6 | 0,5 | 0,025 | 5 | 0,25 |
| 7 | 0,6 | 0,06 | 6 | 0,6 |
| 8 | 0,7 | 0,1 | 7 | 1 |
| 9 | 0,8 | 0,146 | 8 | 1,46 |
| 10 | 0,9 | 0,198 | 9 | 1,98 |
| 11 | 1 | 0,256 | 10 | 2,56 |
| 12 | 1,1 | 0,321 | 11 | 3,21 |
| 13 | 1,2 | 0,394 | 12 | 3,94 |
| 14 | 1,3 | 0,475 | 13 | 4,75 |
| 15 | 1,4 | 0,564 | 14 | 5,64 |

Окончание таблицы 4.1

| № | x | y | x* | y* |
|----|-----|-------|----|-------|
| 16 | 1,5 | 0,661 | 15 | 6,61 |
| 17 | 1,6 | 0,764 | 16 | 7,64 |
| 18 | 1,7 | 0,873 | 17 | 8,73 |
| 19 | 1,8 | 0,987 | 18 | 9,87 |
| 20 | 1,9 | 1,108 | 19 | 11,08 |
| 21 | 2 | 1,235 | 20 | 12,35 |
| 22 | 2,1 | 1,396 | 21 | 13,96 |
| 23 | 2,2 | 1,508 | 22 | 15,08 |
| 24 | 2,3 | 1,653 | 23 | 16,53 |
| 25 | 2,4 | 1,804 | 24 | 18,04 |
| 26 | 2,5 | 1,96 | 25 | 19,6 |
| 27 | 2,6 | 2,122 | 26 | 21,22 |
| 28 | 2,7 | 2,289 | 27 | 22,89 |
| 29 | 2,8 | 2,462 | 28 | 24,62 |
| 30 | 2,9 | 2,64 | 29 | 26,4 |
| 31 | 3 | 2,824 | 30 | 28,24 |
| 32 | 3,1 | 3,013 | 31 | 30,13 |
| 33 | 3,2 | 3,207 | 32 | 32,07 |
| 34 | 3,3 | 3,405 | 33 | 34,05 |
| 35 | 3,4 | 3,609 | 34 | 36,09 |
| 36 | 3,5 | 3,818 | 35 | 38,18 |
| 37 | 3,6 | 4,031 | 36 | 40,31 |
| 38 | 3,7 | 4,249 | 37 | 42,49 |
| 39 | 3,8 | 4,471 | 38 | 44,71 |
| 40 | 3,9 | 4,698 | 39 | 46,98 |

Координаты x,y даны для напора $H = 1$ м. Для получения координат x^* , y^* , по которым строится очертание оголовка, необходимо координаты x,y умножить на величину напора на водосливе H . (Рисунок 4.1)

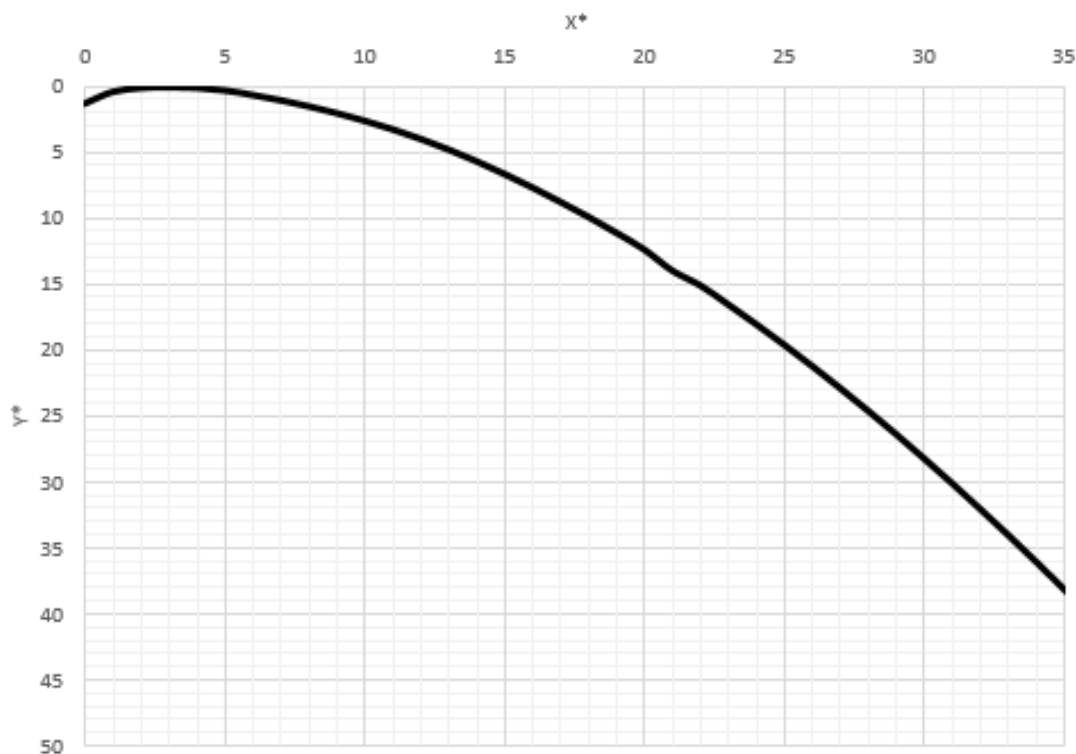


Рисунок 4.1 – Оголовок водосливной плотины

Нижнюю часть сливной грани очерчивают по дуге R , она определяется высотой плотины и напором на водосливе.

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6H_{ст}. \quad (4.21)$$

где $\nabla ГВ$ — отметка гребня водослива;

$H_{ст}$ — напора на водосливе.

$$\nabla ГБ = 100 + 1,6 * 10 = 116 \text{ м.}$$

4.5 Расчёт сопряжения бьефов

Определяем полную удельную энергию E_0 перед водосливом:

$$E_0 = C_n + H_0, \quad (4.22)$$

где C_n — высота плотины со стороны нижнего бьефа

$$C_n = \nabla ГВ - \nabla_{дно} \quad (4.23)$$

$$C_n = 100 - 0,4 = 99,6 \text{ м}$$

Проверяем условие, при котором можно не учитывать скорость подхода воды к водосливу:

$$\omega > 4BH$$

$$4BH = 4 \cdot 10(70 + (5 - 1) \cdot 4) = 3440 \text{ м}^2$$

$$\omega = [(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot (B + (n - 1)) \delta_6](4.24)$$

$$\omega = [(110 - 0,4) \cdot (70 + (5 - 1)) \cdot 4] = 9425,6 \text{ м}^2$$

Условие $\omega > 4BH$ выполняется, поэтому скоростью подхода к водосливу пренебрегаем. Принимаем $H_0 = H_{\text{ст}} = 10 \text{ м}$.

$$E_0 = 99,6 + 10 = 109,6 \text{ м}.$$

Критическая глубина h_k при полном открытии всех отверстий:

$$h_k = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6)^2}} \quad (4.25)$$

где α — коэффициент Кориолиса: $\alpha = 1,1$

$$h_k = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 4181^2}{9,81 \cdot (70 + (5 - 1) \cdot 4)^2}} = 6,42 \text{ м}$$

Относительная удельная энергия в верхнем бьефе:

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_k} = \frac{109,6}{6,2} = 17,67 \quad (4.26)$$

По графику М. Д. Чертоусова в зависимости от ξ_0 и с учетом коэффициента скорости в сжатом сечении φ_c определим первую ξ_c и относительную вторую сопряженную глубину ξ_c'' .

Коэффициент скорости φ_c определяем по данным Г. П. Скребкова, приведённые в методичке «Гидравлические расчёты водосливной плотины».

$$\text{При } \frac{H_{\text{ст}}}{C_H} = \frac{10}{99,6} = 0,1, \varphi_c = 0,88$$

$$\xi_c = 0,21$$

$$\xi_c'' = 2,99$$

Сопряжённые глубины:

Глубина в сжатом сечении $h_c = \xi_c \cdot h_\kappa$;

$$h_c = 0,21 \cdot 6,20 = 1,3 \text{ м} \quad (4.27)$$

Глубина, сопряженная с глубиной в сжатом сечении:

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_\kappa \quad (4.28)$$

$$h_c'' = 2,99 \cdot 6,20 = 18,5 \text{ м}$$

Проверяем условие $h_c'' > h_{НБ}$ ($18,5 > 10$) . Соответственно, в НБ имеем отогнанный прыжок, поэтому необходимы гасители.

4.6. Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м гашение энергии сбрасываемой воды часто осуществляют способом свободно отброшенной струи. Этот способ применяют при определенных условиях: прочный скальный грунт в основании, устойчивые при увлажнении грунты береговых примыканий, ширина русла, достаточная для того, чтобы отбрасываемая струя не оказывала негативного влияния на работу гидроагрегатов ГЭС. Проверим условие:

$$\frac{l_{ch}}{h} > 3 \quad (4.29)$$

где l_{ch} — ширина ущелья по хорде на уровне гребня плотины, $l_{ch} = 560$ м.
 h — высота плотины.

$$\frac{560}{99,6} > 3$$

$$5,62 > 3$$

Ширина створа удовлетворяет условию, соответственно способ гашения энергии отбросом струи можно применить.

Минимальная отметка уступа:

$$\nabla_{\text{уст}} = \nabla_{\text{НБ}_{\text{max}}} + 2,0 = 11 + 2,5 = 13 \text{ м} \quad (4.30)$$

Отметку уступа назначают выше максимальной отметки УНБ, соответствующей расходу воды при пропуске расхода поверочного расчетного случая, но не менее чем на 1÷2 м.

Примем угол схода струи с трамплина $\alpha = 35$

Z_1 — перепад свободной поверхности, обусловленный стеснением потока снизу уступом с носком-трамплином:

$$Z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{носки}} \quad (4.31)$$

$$Z_1 = 110 - 13,5 = 97 \text{ м}$$

Z_0 — перепад свободной поверхности на выходе в НБ с учётом полной удельной энергии:

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} \quad (4.32)$$

$$Z_0 = 110 - 11 = 99 \text{ м}$$

Скорость потока на носке трамплина:

$$v_{\text{н}} = \varphi \cdot \sqrt{2g \cdot Z_1} \quad (4.33)$$

Принимаем $\varphi = 0,97$ — для истечения в атмосферу при свободном отлете струи.

$$v_{\text{н}} = 0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 87} = 40 \text{ м/с}$$

Высота воды на носке:

$$h_{\text{н}} = \frac{q}{v_{\text{н}}} \quad (4.34)$$

$$h_{\text{н}} = \frac{65}{40} = 1,63 \text{ м}$$

Для определения коэффициента аэрации k_a определяем число Фруда:

$$Fr = \frac{v_{\text{н}}^2}{g \cdot h_{\text{н}}} \quad (4.35)$$

$$Fr = \frac{40^2}{9,81 \cdot 1,63} = 100$$

Если число Фруда $Fr = 35 \Rightarrow k_a = (0,8 - 0,9)$

Принимаем коэффициент аэрации потока $k_a = 0,9$.

Дальность отлёта струи:

$$L = k_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left[1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right] \quad (4.36)$$

$$L = 0,9 \cdot 97 \cdot 0,97^2 \cdot \sin 70^\circ \cdot \left[1 + \sqrt{1 + \left(\frac{99}{97} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,97^2 \cdot \sin^2 35^\circ}} \right] = 159 \text{ м}$$

Условием безопасного отлёта струи на прочном скальном основании является:

$$L > (0,5 \div 0,6) \cdot Z_0 \quad (4.37)$$

$$L = 0,6 \cdot 99 = 59,4 \text{ м}$$

Глубина ямы размыва:

$$h_p = t - h_{нб}, \quad (4.38)$$

где t :

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{нб}}{d}} \cdot h_n \quad (4.39)$$

d предварительно принимаем 1 м — средняя крупность отдельностей в скале.

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{122}) \cdot \sqrt{122} \cdot \sqrt[4]{\frac{11}{1}} \cdot 1,63 = 52,3 \text{ м}$$

Следовательно

$$h_p = 52,3 - 11 = 41,3 \text{ м}$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg} \alpha_1} \quad (4.40)$$

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 \alpha + \frac{2g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{H6})}{v_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}}, \quad (4.41)$$

где a — высота уступа над дном:

$$a = (\nabla_{\text{уст}} - \nabla_{\text{дна}}) = 13 - 0,4 = 12,6 \text{ м}$$

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \sqrt{0,22 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,63 \cdot 0,82 + 12,6 - 11)}{40^2 \cdot 0,81}} = 0,67$$

$$L_1 = 158 + \frac{47}{0,67} = 228 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне размытого русла равна:

$$b_p = 2,5h_{\text{кр}} + 3,7h_{\text{раз}} \quad (4.42)$$

$$b_p = 2,5 \cdot 6,42 + 3,7 \cdot 41,3 = 169 \text{ м.}$$

Уклон верхового откоса ямы размыва принимаем 1:2,2, уклон низового — 1:1,5.

4.7 Определение ширины подошвы плотины

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируются с вертикальной напорной гранью. Поэтому оптимальным теоретический профиль таких плотин — прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

Экономичную ширину по основанию B из условий устойчивости против сдвига на скальном основании и прочности, на первом этапе принимаем:

$$B = 0,72 \cdot h_{\text{пл}} \quad (4.43)$$

$h_{\text{пл}}$ — высота плотины.

$$h_{\text{пл}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} \quad (4.44)$$

$$\nabla_{\text{подошвы}} = \nabla_{\text{дна}} - 5 \quad (4.45)$$

Толщина удаляемого песчаного грунта до несущей скальной породы — 5 м.

$$V_{\text{подшвы}} = 0,4 - 5 = -4,6 \text{ м}$$

$$h_{\text{пл}} = 110 - (-4,6) = 114,6 \text{ м}$$

$$B = 0,72 * 114,6 = 82,5 \text{ м.}$$

4.8 Разрезка плотины швами

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, делим плотину на секции сквозными температурно-осадочными швами. Разрезку плотины производим по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затвора. Расстояние между температурно-осадочными швами 18 метров.

Плотина возводится столбчатым методом и состоит из 4х столбов шириной 20 м. Данный метод возведения хорошо подходит для резко-континентального климата возводимой плотины. Столбы возводятся блоками высотой 0,5 м и длиной 10 м, для обеспечения необходимого температурного режима в блоках бетонирования и в целом сооружении, исключающего трещинообразование в период строительства и при эксплуатации.

4.9 Конструктивные швы

В теле плотины предусматриваем продольные и поперечные галереи. По высоте они располагаются через 16 м.

Ширину галерей, предусмотренных для сбора и отвода воды, контроля за состоянием бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций следует назначать не менее 1,2 м, высоту не менее - 2,0 м. Принимаем размеры галерей 3,5×4 м.

Пол галереи, предусмотренной для сбора и отвода воды, проектируем с уклоном в сторону водосливного лотка.

4.10 Устройство дренажа в теле плотины и основании

Вдоль верховой грани плотин предусматриваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем 20 см.

Из дренажной системы плотины необходимо предусмотреть откачку воды. Фильтрующая вода по системе дренажей стекает в нижнюю галерею, где собирается в специальных бассейнах. Откачка воды производится электрическими насосами. (рисунок 4.2) Вода выбрасывается ниже минимального уровня нижнего бьефа.

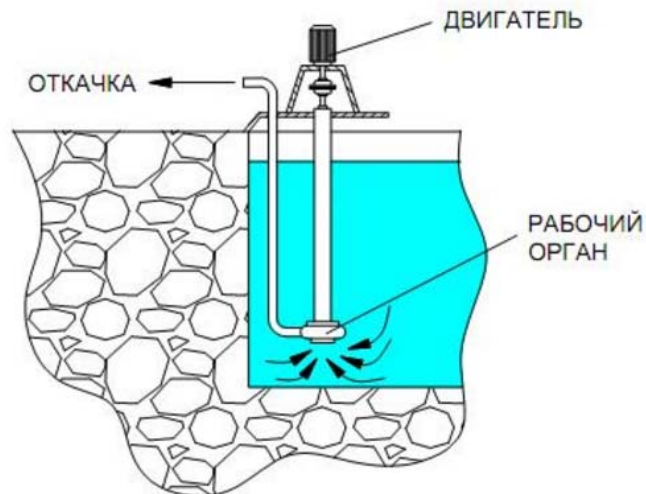


Рисунок 4.2 – Электрический насос

В основании плотины устраивается дренаж в виде вертикальных скважин диаметром 300 мм с шагом 3 м. Расстояние между цементационными и дренажными скважинами принимаем 5 метров, т.к. радиус цементации завесы равен 3 м. Глубину дренажа принимаем половине высоты завесы:

$$h_{др} = 0,5h_z = 0,5 * 50 = 25 \text{ м}$$

4.11 Противофильтрационная завеса

Толщина противофильтрационной завесы δ_z должна быть:

$$\delta_z > \frac{\Delta H_z \gamma_n}{J_{cr,m}}, \quad (4.46)$$

где ΔH_z — потери напора на завесе = 60 м; γ_n — коэффициент надежности по ответственности сооружения = 1,25; $J_{cr,m}$ — критический градиент напора = 15 м.

$$\delta_z > \frac{60 * 1,25}{15}$$

$$\delta_3 > 5$$

Принимаем $\delta_3 = 6$ м.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначаем:

$$l_3 = 0,1B = 0,1 * 82,5 = 8 \text{ м}, \quad (4.47)$$

где B — ширина плотины по основанию.

Глубину цементационной завесы принимают равной:

$$h_3 = 0,5H_{max} = 0,5 * 100 = 50 \text{ м}, \quad (4.48)$$

где H_{max} — напор при отметке ФПУ.

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду составляет 3 м.

4.12 Быки

Очертание быков в плане со стороны верхнего бьефа должно обеспечивать плавный вход воды в водосбросное отверстие и минимальное сжатие потока. Поэтому мы делаем их округлой формы со стороны верхнего бьефа.

Толщина разрезных быков 4 м. Толщину пазового перешейка быка примем 2 м, что соответствует требованиям СНиП 2.06.06-85, назначать не менее 0,8 м. Ширина по гребню 30 метров.

4.13 Устои

Устои плотины предназначены для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе; для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной или берегу. Раздельные устои (в виде раздельных стенок) устраиваются в зонах примыкания водосливной плотины со стационарной, водосливной с глухой левобережной. Раздельные устои состоят из трёх основных элементов: продольной подпорной стенки, играющие роль берегового быка, верховой сопрягающей стенки и низовой сопрягающей стенки.

4.14 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий. В

состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. При особом сочетании нагрузок учитываются нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные и одна из особых. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов. Коэффициент надежности по нагрузке при расчете плотин принимается по СНиП 33-02-2003.

Первый расчетный случай - нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при $Q_{\text{сан}}$). Второй расчетный случай - особое сочетание нагрузок при ФПУ в верхнем бьефе и максимальном уровне в нижнем бьефе (при $Q_{\text{пов}}$). Нагрузки собираем на 1 погонный метр длины плотины.

Нагрузки собираются на 1 погонный метр длины плотины. Все нагрузки сведены в таблицу 4.2

Таблица 4.2 – Нагрузки, действующие на плотину

| Обозначение силы | γ_f | Направление силы | Основной случай | | | Проверочный случай | | |
|---------------------|------------|---------------------|-----------------|-------------|-------------------|--------------------|-------------|-------------------|
| | | | Сила, кН | Плечо, м | Момент, кН · м | Сила, кН | Плечо, м | Момент, кН · м |
| W_1 | 1 | → | 64418,3 | 38,2 | 2460779 | 65545,5 | 38,5 | 252348,2 |
| W_2 | 1 | ← | 1134 | 5,3 | -6010,2 | 1193,8 | 5,2 | -6207,8 |
| G_6 | 0,95 | ↓ | 27222,82 | 16,2 | -441009,7 | 27222,82 | 16,2 | -441009,7 |
| $G_{\text{пл}}$ | 0,95 | ↓ | 82319,8 | 13,9 | -1144244,9 | 82319,8 | 13,9 | -1144244,9 |
| $W_{\text{взв}}$ | 1 | ↑ | 1246,6 | 0,00 | 0 | 12625,5 | 0,00 | 0 |
| $W_{\text{ф}}$ | 1 | ↑ | 13675,1 | 20,6 | 281707 | 13881,1 | 20,7 | 287338,7 |
| $E_{\text{н}}$ | 1,2 | → | 85,2 | 6,3 | 536,7 | 85,2 | 6,3 | 536,7 |
| $W_{\text{волн}}$ | 1 | → | 39 | 110,6 | 4913,4 | 20,2 | 113,6 | 2294,7 |
| Q_3 | 1,2 | ↓ | 23,4 | 38,5 | -900,9 | 23,4 | 38,5 | -900,9 |

Выполним расчет напряжений в горизонтальных сечениях плотины.

Занесём полученные напряжения в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Напряжения в горизонтальных сечениях

| Напорная грань | | Низовая грань | |
|-----------------------------|---------|---------------|---------|
| Основное сочетание нагрузок | | | |
| Напряжение | кПа | Напряжение | кПа |
| σ_y^u | −128,6 | σ_y^t | −2165,8 |
| σ_x^u | −1124.2 | σ_x^t | −151 |
| τ_{xy}^u | 0 | τ_{xy}^t | 0 |
| σ_1^u | −128.6 | σ_3^t | −2165,8 |
| σ_3^u | −1124.2 | σ_1^t | −151 |
| σ_c^u | −128,6 | | |

Окончание таблицы 4.3

| Напорная грань | | Низовая грань | |
|---------------------------|-------|---------------|---------|
| Особое сочетание нагрузок | | | |
| Напряжение | кПа | Напряжение | кПа |
| σ_y^u | −69,8 | σ_y^t | −2083,7 |
| σ_x^u | −1134 | σ_x^t | −153 |
| τ_{xy}^u | 0 | τ_{xy}^t | 0 |
| σ_1^u | −69,8 | σ_3^t | −2083,7 |
| σ_3^u | −1134 | σ_1^t | −153 |
| σ_c^u | −69,8 | | |

После определения напряжений для основного и особого сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

Во всех точках плотины:

$$k_n n_c |\sigma_{max}| \leq R_{пр} m \quad (4.49)$$

где $k_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

n_c – коэффициент сочетания нагрузок ($n_c = 1$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок; $n_c = 0,9$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

σ_{max} – максимальное главное напряжение;

$R_{пр} = 11,5$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В20, которое определяем по СНиП 2.06.08-87 “Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений”;

m – коэффициент условия работы ($m = 0,9$ – при основном сочетании нагрузок; $m = 1$ – при особом сочетании нагрузок).

Для основного сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-2165,8| \leq 11500 \cdot 0,9,$$

$$2707 \leq 10350.$$

$$|-128,6| \geq 0,25 \cdot 1 \cdot 114,6$$

$$128,6 \geq 36,1$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot |-69,8| \leq 4500 \cdot 1 ,$$

$$78,5 \leq 4500.$$

$$|-69,8| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 115,6 ,$$

$$69,8 \geq 29.$$

В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0 \quad (4.50)$$

Для основного сочетания нагрузок:

$$-128,6 \leq 0.$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$-69,8 \leq 0.$$

Условия прочности плотины соблюдаются.

4.15 Расчет устойчивости плотины на сдвиг по основанию

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (4.51)$$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый 1,25;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок ($\gamma_{lc} = 1$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок; $\gamma_{lc} = 0,9$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

γ_{cd} – коэффициент условий работы ($\gamma_{cd} = 0,9$ – при работе плотины при НПУ; $\gamma_{cd} = 1$ – при работе плотины при ФПУ);

R – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$R = (G_{\text{пл}} + G_6 + Q_3 - W_{\text{ф}} - W_{\text{взв}}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega \quad (4.52)$$

где ω — горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м $\omega = B_n \cdot 1 = 82,5 \cdot 1 = 82,5 \text{ м}^2$;

F — сдвигающая сила:

$$F = W_1 - W_2 + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} \quad (4.53)$$

Для основного сочетания нагрузок:

$$R = (82319,8 + 27222,8 + 23,4 - 13675,1 - 1246,6) \cdot 0,9 + 150 \cdot 82,5 = 97554,8 \text{ Н/м};$$

$$F = 64418,3 - 1134 + 39 + 85,2 = 63408,5 \text{ Н/м};$$

$$\frac{97554,8 \cdot 0,95}{63408,5 \cdot 1} = 1,46 \geq 1,25.$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$R = 82319,8 + 27222,8 + 23,4 - 12625,5 - 13881,1 = 83059,4 \text{ Н/м};$$

$$F = 65545,5 - 1193,8 + 20,2 + 85,2 = 64463,5 \text{ Н/м};$$

$$\frac{83059,4 \cdot 0,95}{64463,5 \cdot 1} = 1,25 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет требованиям прочности и устойчивости.

5 Организация и производство гидротехнических работ

5.1 Этапы возведения сооружений и схемы пропуска строительных расходов на различных этапах

I этап:

- Возведение сооружений для перекрытия русла реки (перемычки I очереди);
- Организация водоотлива и водопонижения в котловане I очереди;
- Выемка грунтов под левобережную глухую плотину и водосбросную;
- Возведение водосбросной и левобережной глухой плотины до отметки 12 м и подготовка для пропуска строительных расходов через донные отверстия;

II этап:

— Перекрытие русла реки, разборка перемычек I очереди и пропуск строительных расходов через донные отверстия. Для перекрытия русла осуществляются следующие действия:

- Предварительное стеснение русла,
- Перекрытие прорана,
- Отсыпка перемычки до проектной отметки.
- Сооружение низовой перемычки котлована II очереди;
- Организация водоотлива и водопонижения в котловане II очереди;
- Выемка грунтов под правобережную станционную плотину и здание

ГЭС.

III этап:

Начало возведения правобережной станционной и правобережной глухой плотин. Пропуск расходов осуществляется через донные отверстия водосбросной плотины. Возведение станционной и правобережной глухой плотины до отметок водосливной — 30 м.

IV этап:

Начало наполнения водохранилища, параллельно с работами по возведению всего напорного фронта плотины до отметки 60 м. Возведение здание ГЭС и монтажной площадки, монтаж гидроагрегатов. Монтаж затворов, организация водоприёмников.

V этап:

Наращивание сооружения до проектных отметок — 100 м. Наполнение водохранилища до отметок пуска первого агрегата. Пропуск расходов через завершённый водослив и агрегаты, поочерёдный пуск гидроагрегатов. Расход через донные отверстия прекращается.

5.2. Расчёт пропуска строительных расходов

Расход пропускается через суженное русло. Сужение русла составляет 50% от начального. В суженном русле определяется повышение уровней с целью определения отметки продольной и низовой и верховой перемычек. Повышение уровня определяется по формуле:

$$z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (5.1)$$

где φ – коэффициент скорости, $\varphi = 0,8$ для трапецеидальных перемычек, V_0 и V_c – бытовая скорость и скорость в суженном русле, V_0 не должна превышать неразмывающих скоростей для самых крупных частиц ложа реки:

$$V_c = \frac{Q_{\text{стр}}}{\omega_c}, \quad (5.2)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{стр}}}{\omega_0}, \quad (5.3)$$

где ω_c – площадь поперечного сечения суженного русла при $Q_{\text{стр}}$, ω_0 – площадь поперечного сечения русла реки до стеснения при $Q_{\text{стр}}$.

ω_0 - определяем с помощью программы AutoCad.

$$\omega_0 = 3712 \text{ м}^2,$$

$$\omega_c = 0,5 \cdot \omega_0 = 0,5 \cdot 3712 = 1856 \text{ м}^2, \quad (5.4)$$

$$V_c = \frac{2821}{1856} = 1,51 \text{ м}^2/\text{с},$$

$$V_0 = \frac{2821}{3712} = 0,76 \text{ м}^2/\text{с}.$$

$$z = \frac{1}{0,8^2} \cdot \frac{1,51^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{0,76^2}{2 \cdot 9,81} = 0,15$$

5.3 Расчёт донных отверстий

Площадь выходного отверстия:

$$\omega_{\text{ВО}} = \frac{Q_{\text{стр}}}{\mu \cdot \sqrt{2g}} \cdot \frac{1}{\sqrt{H}} = \frac{2821}{0,82 \cdot \sqrt{2g}} \cdot \frac{1}{\sqrt{H}} = 777 \cdot \frac{1}{\sqrt{H}}, \quad (5.5)$$

где $\mu = 0,82$ – коэффициент расхода, H - напор над порогом.

$$H = 6, \omega_{\text{ВО}} = 317,2 \text{ м}^2$$

$$H = 7, \omega_{BO} = 293,7 \text{ м}^2.$$

$$H = 8, \omega_{BO} = 274,7 \text{ м}^2$$

$$H = 9, \omega_{BO} = 259 \text{ м}^2$$

Зависимость сечения отверстия от напора на рисунке 5.1

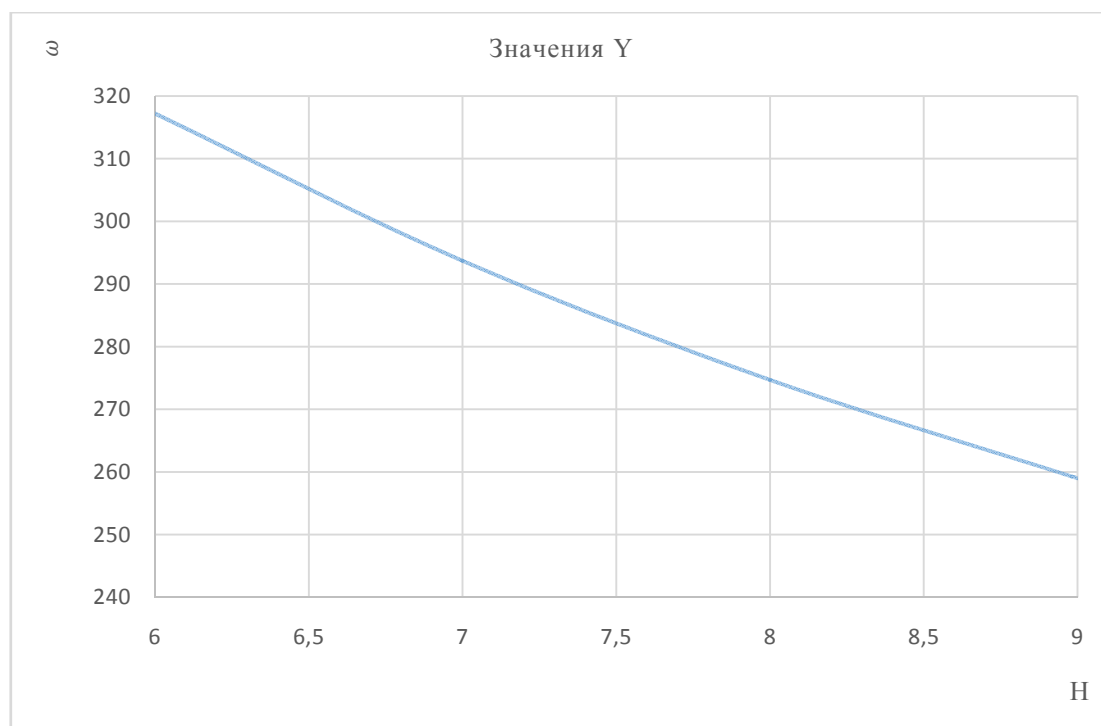


Рисунок 5.1 – Зависимость сечения отверстия от напора

Исходя из графика принимаем 6 отверстий размером 7 х 7 м.

$$\omega = 6 * 7 * 7 = 294 \text{ м}^2$$

Напор над центром входного отверстия:

$$H_{BO} = \frac{Q_{стр}^2}{\mu^2 \cdot \omega^2 \cdot 2g} = \frac{2821^2}{0.82^2 \cdot 294^2 \cdot 2g} = 7 \text{ м} \quad (5.6)$$

При перекрытии донные отверстия должны работать как водослив с широким порогом, проверим:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{стр}}{m \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (5.7)$$

$$H_{01} = \left(\frac{2821}{0,35 \cdot 1 \cdot 96 \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = 3,63 \text{ м.}$$

Определим критическую глубину h_k при полном открытии всех отверстий:

$$h_k = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_o)^2}} \quad (5.8)$$

$$h_k = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2821^2}{9,81 \cdot 96^2}} = 4,59$$

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (5.9)$$

$$H_{02} = \left(\frac{2821}{0,35 \cdot 0,84 \cdot 1 \cdot 96 \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = 7,98 \text{ м}$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi + (n-1)\xi_o}{n} \cdot \frac{H_o}{b} \quad (5.10)$$

где b – ширина пролёта;

n – число пролётов;

ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимаем $\xi = 0,7$;

ξ_o – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка, принимаем $\xi_o = 0,45$ – для круглой формы быка.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{0,7 + (6-1)0,45}{6} \cdot \frac{3,63}{7} = 0,84$$

Определим геометрический напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_o^2}{2g}, \quad (5.11)$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса, учитывающий неравномерное распределение скоростей в потоке;

Скорость подхода потока:

$$v_0 = \frac{Q_{\text{стр}}}{(\nabla_{\text{УВБ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_B)}, \quad (5.12)$$

$$v_0 = \frac{2821}{5 \cdot 96} = 5,87 \text{ м/с.}$$

Напор с учётом скорости подхода:

$$H = 7,98 - \frac{1,1 \cdot 5,87^2}{2 \cdot 9,81} = 6 \text{ м.}$$

Сечение донных отверстий подходит для пропуска расходов. Донные отверстия работают как водослив с широким порогом.

5.4 Определение минимальных отметок напорного фронта для каждого этапа

Высота верховой перемычки первой очереди:

$$H_{\text{ВП}} = h_{\text{НБ}} + z + a, \quad (5.13)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина воды, соответствующая $Q_{\text{стр}}$,

a – конструктивный запас, принимается равным 1 м.

$$H_{\text{ВП}} = 8 + 0,15 + 1 = 9,15 \text{ м.}$$

Высота низовой перемычки первой очереди:

$$H_{\text{НП}} = h_{\text{н.б}} + a = 8 + 1 = 9 \text{ м}$$

Определение отметок перемычек:

$$\nabla_{\text{УВП}} = \nabla_{\text{дна котлована}} + H_{\text{ВП}} = 0 + 10,15 = 10,15 \text{ м} \quad (5.14)$$

$$\nabla_{\text{УНП}} = \nabla_{\text{дна котлована}} + H_{\text{НП}} = 0 + 9 = 9 \text{ м} \quad (5.15)$$

Поперечные перемычки:

Заложение верхового откоса принята 1:2,5; Низового откоса 1:1,3.

Размеры котлована (рисунок 5.2):

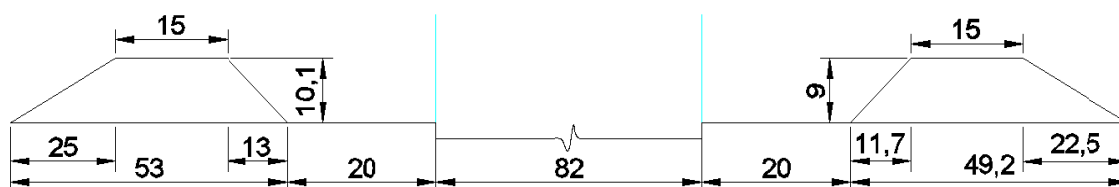


Рисунок 5.2 — Схема котлована

- На I этапе высота сооружения составляет 12 м.
- На II этапе высота сооружения составляет 30 м.
- На III этапе высота сооружения составляет 60 м.
- На IV этапе высота сооружения составляет 90 м.
- На V этапе высота сооружения достигает проектной отметки в 100 м.

5.5 Графические схемы этапов в разрезе и объёмы бетонных работ

I этап:

На этом этапе возводится водосбросная плотина до отметки 12 м, длиной 96 м, глухая левобережная — 112 м и 2 глухие секции раздельного устоя — 32 м. С помощью программы AutoCad вычисляем площадь до возведённой отметки (рисунок 5.3).

Объём водосбросной плотины

$$V = 1560 \cdot 128 = 199680 \text{ м}^3$$

Глухой секции:

$$V = 37440 \text{ м}^3$$

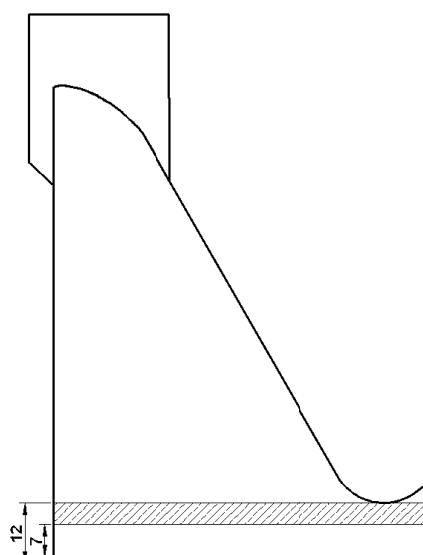


Рисунок 5.3 — Водосбросная плотина

Уровень воды на отметке 8 м.

II этап:

На втором этапе возводится станционная часть плотины длиной 176 м и глухая правобережная — 144 м (рисунок 5.4).

Объём станционной плотины:

$$V = 1500 \cdot 176 = 264000 \text{ м}^3$$

Глухой правобережной:

$$V = 3388880 \text{ м}^3$$

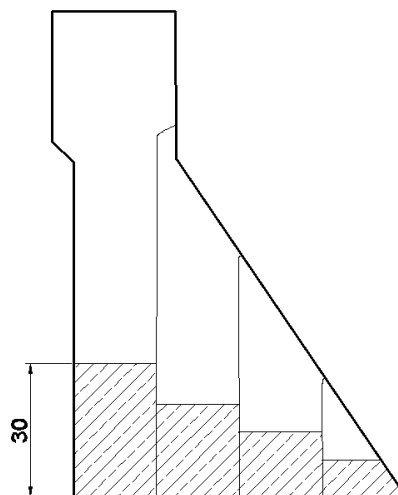


Рисунок 5.4 — Станционная плотина.

Уровень воды на отметке 8 м.

III этап:

На третьем этапе сооружение достигает отметки в 60 м. Длина глухой левобережной — 144 м, водосбросной — 96 м, станционной — 176 м, глухой правобережной — 176 м (рисунок 5.5).

$$V = (3280 \cdot 304) + (3280 \cdot 249) = 1813184 \text{ м}^3$$

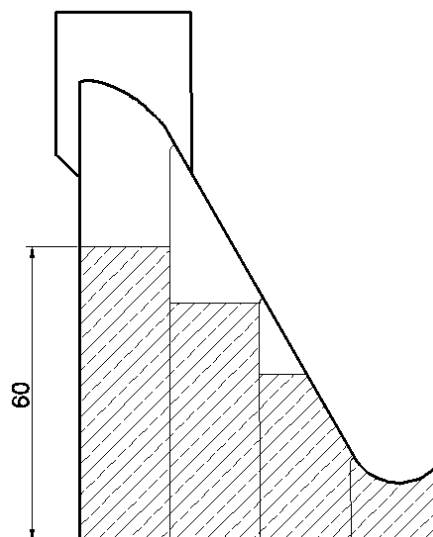


Рисунок 5.5 — водосбросная плотина.

Уровень воды на отметке 8 м.

IV этап:

На четвёртом этапе плотина достигла отметки в 90 м. Длина глухой правобережной и глухой левобережной равны соответственно 224 м и 178 м (рисунок 5.6).

Длина станционной и водосбросной не изменились.

$$V = (5309 \cdot 304) + (5309 \cdot 307) = 3259715 \text{ м}^3$$

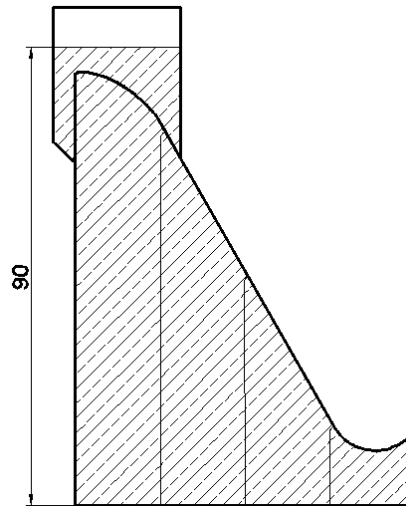


Рисунок 5.6 — Водосбросная плотина

Уровень воды в верхнем бьефе на отметке 50 м.

V этап:

На пятом этапе сооружение достигло проектной отметки в 100 м. Длина глухой правобережной и глухой левобережной не изменилась. Длина водосбросной и станционной плотины не изменилась (рисунок 5.7).

$$V = (5712 \cdot 342) + (5712 \cdot 347) = 3935568 \text{ м}^3$$

Объём раздельного устоя:

$$V = 25600 \text{ м}^3$$

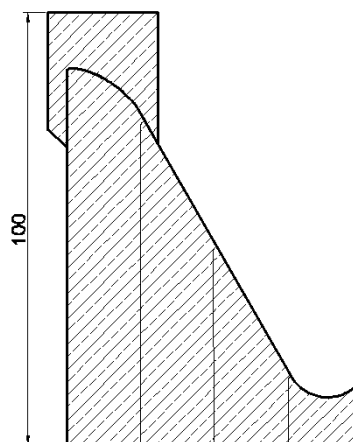


Рисунок 5.7 — Водосбросная плотина

Уровень воды на отметке 90 м.

5.6 Объем грунтовых работ

Первый этап, переемы котлована первой очереди:

Площадь низовой переемы:

$$S_{\text{низ.п}} = 303,5 \text{ м}^2.$$

Объем низовой переемы:

$$V_{\text{низ.п}} = 303,5 \cdot 231 = 70108,5 \text{ м}^3.$$

Площадь верховой переемы:

$$S_{\text{верх.п}} = 340 \text{ м}^2.$$

Объем верховой переемы:

$$V_{\text{верх.п}} = 340 \cdot 231 = 78540 \text{ м}^3.$$

Площадь продольной переемы:

$$S_{\text{попер.п}} = 321 \text{ м}^2.$$

Объем продольной переемы:

$$V_{\text{попер.п}} = 321 \cdot 185 = 59385 \text{ м}^3.$$

Объем грунта переемы первой очереди:

$$V = 59385 + 78540 + 70108,5 = 208033,5 \text{ м}^3.$$

Объем котлована первой очереди:

$$V = V_1 + V_2 = 353808,5 + 39360 = 393168,5 \text{ м}^3.$$

Площадь нижнего основания котлована объема V_1 :

$$S_1 = 240 \cdot 82 = 19680 \text{ м}^2.$$

Объем нижнего котлована:

$$V_1 = S_1 \cdot h = 19680 \cdot 2 = 39360 \text{ м}^3.$$

Площадь верхнего основания котлована объема V_1 :

$$S_2 = 199 \cdot 188 = 37243 \text{ м}^2.$$

Объём верхнего котлована:

$$V_2 = S_2 \cdot h = 37243 \cdot 9,5 = 353808,5 \text{ м}^3.$$

Второй этап, перемычки котлована второй очереди:

Площадь низовой перемычки:

$$S_{\text{низ.п}} = 303,5 \text{ м}^2.$$

Объём низовой перемычки:

$$V_{\text{низ.п}} = 303,5 \cdot 288 = 87408 \text{ м}^3.$$

Площадь верховой перемычки:

$$S_{\text{верх.п}} = 340 \text{ м}^2.$$

Объём верховой перемычки:

$$V_{\text{верх.п}} = 340 \cdot 277 = 94108 \text{ м}^3.$$

Объём грунта перемычек второй очереди:

$$V = 87108 + 94108 + 10290 = 191506 \text{ м}^3$$

Объём котлована второй очереди:

$$V = V_1 + V_2 = 553916,5 + 57728 = 611644,5 \text{ м}^3.$$

Площадь нижнего основания котлована объема V_1 :

$$S_1 = 352 \cdot 82 = 28864 \text{ м}^2.$$

Объём нижнего котлована:

$$V_1 = S_1 \cdot h = 28864 \cdot 2 = 57728 \text{ м}^3.$$

Площадь верхнего основания котлована объема V_1 :

$$S_2 = 199 * 293 = 58307 \text{ м}^2.$$

Объём верхнего котлована:

$$V_2 = S_2 \cdot h = 58307 \cdot 9,5 = 553916,5 \text{ м}^3$$

5.7 Организация и технология работ по возведению перемычек

Перемычки — временные сооружения, предназначенные для ограждения котлована от затопления водой в период возведения ГТС, а также перекрытия русла реки.

Перемычки являются плотинами также, как и другие напорные сооружения, поэтому к ним предъявляются те же требования по прочности и устойчивости.

Тип перемычек выбирается на основе технико-экономического сравнения разных вариантов. В первую очередь предпочтение отдаётся перемычкам из местного материала, т.к. они наиболее дешёвы в возведение.

Для перекрытия используется каменно-земляная перемычка, как наиболее дешёвая, легко разбирается и может применяться при любых напорах и высоте.

В качестве противофильтрационного устройства будем использовать полиэтиленовые мембраны, т.к. для ядра или экрана нет подходящих материалов и это наиболее дешёвый способ уменьшить депрессионную кривую в каменно-земляной перемычке.

5.8 Организация и технология работ по водоотливу

Работы по осушению котлована начинаются с удаления воды из акватории, ограждённой перемычками. Откачка осуществляется способом открытого водоотлива, т.к. сооружение возводится на скальном основании и другие способы осушения не подходят. Центробежные насосы располагаются стационарно на низовом откосе низовой перемычки. продолжительность откачки определяется допустимой интенсивностью откачки (рисунок 5.8)



Рисунок 5.8 – Схема открытого водоотлива в котловане

Процесс осушения сопровождается постоянным наблюдением за состоянием откосов перемычек и деформацией дна.

При увеличении приточности, оползней берегов, откосов перемычек откачку замедляют вплоть до полного её прекращения.

Бытовой расход, при котором замыкается котлован первой очереди соответствует расходу в сентябре равный $1030 \text{ м}^3/\text{с}$. Уровень нижнего бьефа при данном расходе равен 5 м, который определяется по кривой связи НБ.

На начальном этапе определяем допустимые скорости понижения уровня для скальных грунтов:

$L_0 = 0,5 \text{ м/сут.}$ - средняя скорость

Определяется требуемое время для откачки котлована:

$$T_0 = \frac{H_{\text{отк}}}{L_0} \quad (5.15)$$

где $H_{\text{отк}}$ – глубина воды в котловане, равна разности отметки НБ и отметки дна:

$$T_0 = \frac{5}{0,5} = 10 \text{ суток}$$

Выбираем насос с допустимым напором, подачей и потребляемой мощностью.

Принимается насос марки 12НДс-Нм-б с подачей $700 \text{ м}^3/\text{час}$.

Тогда общая производительность насосов:

$$Q = \frac{2 \cdot V}{T_0} = \frac{2 \cdot 91928}{10} = 18386 \quad (5.16)$$

$$N = \frac{Q \cdot 1,5}{Q_{\text{насоса}} \cdot 24} = \frac{18386 \cdot 1,5}{700 \cdot 24} = 1,6 \quad (5.17)$$

где 1,5 – 50% резерв насосов;

V — объём котлована

Количество насосов, требующееся для откачки воды из котлована - 2 насоса. Принимаем количество насосов 3 шт. Дополнительный насос служит в качестве резерва.

5.9 Выбор способа перекрытия

Для перекрытия выбираем пионерный способ. Он предусматривает постепенное выдвижение в русло торцевой отсыпкой камня или горной массы одного или нескольких банкетов для соединения их с противоположным

берегом реки или продольной перемычкой. Наибольшую трудность представляет перекрытие последних метров прорана. Важно, при замыкании прорана производить отсыпку непрерывно и интенсивно.

Для обеспечения интенсивной отсыпки банкета необходимо:

- Ширину по гребню принимать не менее 15 м для разворота машин.
- Отсыпку вести с обоих берегов.
- Использовать большегрузные самосвалы.
- На банкете в месте отсыпки иметь бульдозер.

Перекрытие будет осуществляться осенью, с августа по сентябрь, в период наименьших бытовых расходов $1030 \text{ м}^3/\text{с}$.

5.10 Определение способов производства основных видов работ

Для производства работ с вибрированным бетоном будут применяться автобетоновозы. Для перевозки грунтов и прочих материалов универсальные самосвалы модели КамАЗ-5511 с грузоподъемностью 10 т с объемом кузова $7,2 \text{ м}^3$, а также МАЗ-5549 с грузоподъемностью 8 т и с объемом кузова $5,1 \text{ м}^3$, данные машины будут применяться при отсыпке перемычек котлована, перевозки грунта с карьера, а также для выемки котлована. Самосвалы с укрепленным кузовом для работ на карьерах, а именно грузовые бортовые автомобили КамАЗ-4502 грузоподъемностью 10 т.

Для работ с большими грузами применяются тяжелые самосвалы БелАЗ-540А грузоподъемностью 27 т и объемом кузова 15 м^3 , для того чтобы перевозить особо крупные грузы, обломки скалы, валуны и т.д. Данные машины применим с первого по третьи этапы.

Для перевозки бетонной смеси с бетонного завода применяются автобетоносмесители Volvo с геометрической емкостью цистерны $2,5 \text{ м}^3$, загрузочную — $1,5 \text{ м}^3$. И автобетоновозы с открытым кузовом.

Будут применяться краны БК-1000 с вылетом крюка на 40 м с наибольшей грузоподъемности до 20 т. и КГБС - 450 с вылетом крюка на 40 м с наибольшей грузоподъемности до 18 т.

Для укладки бетонной смеси применяются бетононасосы БН 80-26 технической производительности $5-80 \text{ м}^3$ с вылетом распределительной стрелы до 26 м и бадьи емкостью $3,2 \text{ м}^3$ с массой бетона 9000 т и без бетонной смеси 1320 т (вес бетона $3,2 \cdot 2,4 = 7680 \text{ т}$) данные бетононасосы применяются для трудно доступных мест укладки бетона, где не применимы бадьи и подача крана. Также автобетононасосы Daewoo DCP 52 RZ производительностью до $225 \text{ м}^3/\text{с}$ и вылетом стрелы до 52 м. Ручные вибраторы ИВ-79 с производительностью $12-16 \text{ м}^3$ и подвесные ИВ-90 производительностью $18-25 \text{ м}^3$.

Для работы по выемке в котловане и насыпи для перемычек применяются гусеничные экскаваторы ЭО-5122А $1,25 \text{ м}^3$ наибольшей глубиной копания 6,21

м³ и ЭО-3122 вместимостью ковша 0,4 м³ наибольшей глубиной копания 4,8 м³. Экскаваторы применяются в основном для отсыпки перемычек 1-й и 2-й очереди, а также для работы в котлованах, для выемки скальных и мягких грунтов.

В основном подача бетона осуществляется бадьями. С применением кабель крана длиной 390 м. Также для транспортировки щебня, песка, гравия с правого берега, где находится бетонный завод. Для приема и разгрузки грузов используются погрузочные и разгрузочные станции.

6 Охрана труда и противопожарная безопасность. Мероприятия по охране окружающей среды

6.1 Охрана труда

Основными задачами в области охраны труда при эксплуатации оборудования и сооружений Средне-Учурской ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости. На Средне-Учурской ГЭС организацию работы по охране труда должны осуществлять технический руководитель ГЭС, руководители подразделений и производственных участков.

Основными задачами службы охраны труда и промышленной безопасности являются:

- организация обеспечения сохранности здоровья, безопасности жизни и работоспособности работников в процессе труда;
- обеспечение контроля соблюдения требований охраны труда промышленной, пожарной безопасности и производственной санитарии на объектах и подразделениях.

На Средне-Учурской ГЭС будет создана служба охраны труда и производственного контроля.

Основными задачами этой службы являются:

- организация работы по охране труда на предприятии;
- осуществление технического и технологического надзора за эксплуатацией оборудования и сооружений ГЭС;
- осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных объектах сооружения;
- контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- организация и координация природоохранной деятельности;
- обеспечение выполнения требований охраны труда.

6.2 Противопожарная безопасность

Целью создания системы обеспечения пожарной безопасности объекта является предотвращение пожара, обеспечение безопасности людей и защита имущества при пожаре.

Основными способами предупреждения пожаров и их распространения на объектах гидроэнергетики являются:

- установка пожароопасного оборудования в отдельных помещениях или на открытых площадках;
- применение устройств защиты производственного оборудования, исключающих выход горючих веществ в объем помещения, или устройств, исключающих образование в помещении горючей среды;
- применение в конструкции быстродействующих средств защитного отключения электроустановок и других устройств, приводящих к появлению источников зажигания;
- применение устройств, исключающих возможность распространения пламени из одного объема в смежный;
- системы обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре должны обеспечить автоматическое обнаружение пожара за время, необходимое для включения систем оповещения о пожаре, в целях организации безопасной эвакуации людей;
- здания ГЭС должны быть оснащены автоматическими установками пожаротушения.

6.3 Мероприятия по охране окружающей среды

6.3.1 Период строительства

В период строительства Средне-Учурской ГЭС будут проводиться следующие виды работ:

1. Бетонные работы;
2. Взрывные работы;
3. Буровые работы;
4. Разработка карьеров грунтовых материалов;
5. Строительство дорог;
6. Работа бетонного завода;
7. Обслуживание строительной техники;
8. Подготовка ложа водохранилища (лесосводка);
9. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.

Мероприятия по подготовке ложа водохранилища регламентированы СП от 01.07.1985 №3907 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ».

Основными мероприятиями по подготовке ложа водохранилища перед затоплением являются:

1. Мероприятия по санитарной подготовке территории затопления.

Санитарная подготовка территории, подлежащей затоплению, должна проводиться в целях обеспечения формирования надлежащего качества воды водохранилища как источников хозяйственно-питьевого водоснабжения:

2. Мероприятия по санитарной охране водных объектов в зоне влияния водохранилища.

3. Перенос или инженерную защиту населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, попадающих в зону затопления.

4. Мероприятия в местах захоронений в соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85

5. На территории водохранилища в 12 км от плотины был посёлок Чарпан с населением 300 человек. Из за отсутствия населения в посёлке в 2002 году он был закрыт. В посёлке развивалось сельское хозяйство. В подготовку водохранилища входит утилизация следов проживания населения. За весенне-летний сезон до затопления должны быть завершены следующие мероприятия по подготовке ложа водохранилища:

На территории выносимых из зоны затопления населенных пунктов подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения выступающими из земли более чем на 50см.

Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

Металлический лом инструменты собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной отчистки.

Нечистоты из уборных, бытовые отходы вывозятся за пределы территории зон санитарной отчистки на специальные отведенные участки или специальные сооружения по обеззараживанию и переработке.

Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

Очистные канализации сооружения свалки поля ассенизации, орошения или фильтрации подлежат закрытию. Места их расположения должны быть перепаханы в зоне мертвого объема не позднее чем за один весенне-летний сезон до затопления водохранилища.

Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозится на сельскохозяйственные угодья.

Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается раствором двутрети основной соли гипохлорита кальция(ДТС ГК) или хлорной известью, содержащей не менее 5% активного хлора после чего слой почвы вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

После снятия и вывоза грунта территории животноводческих хозяйств засыпается сухими препаратами ДТС ГК из расчета 5кг на 1м² площади.

Скважины подлежат засыпке или тампонажу

Мероприятия в местах захоронения и скотомогильников.

6.3.2 Требования к выполнению строительных работ

Выполнение бетонных работ только в теплый период года невозможно из-за значительного удлинения сроков строительства. Поэтому бетонные работы проводят и при отрицательных температурах наружного воздуха, при которых применяются специальные способы зимнего бетонирования: введение морозостойких добавок, применение электрообогрева бетона, устройство тепляков с обогревом электроколориферами

6.3.3 Отходы, образующиеся при строительстве

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

$$M = \frac{N \cdot q}{100} \cdot \rho = \frac{621786 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 27980 \text{ т.}, \quad (6.1)$$

где $N = 621786 \text{ м}^3$;

$q = 1,8 \%$;

$\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$.

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные чёрные металлы

$$M = \frac{N \cdot q}{100}, \quad (6.2)$$

где $N = 621786 \text{ м}^3$;

$q = 1 \%$;

$$M = \frac{621786 \cdot 1}{100} = 6217 \text{ т.}$$

6.3.4 Период эксплуатации

В период эксплуатации гидроэлектростанция должна обеспечить минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- регулирование стока необходимо осуществлять в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

- при эксплуатации и обслуживании оборудования, производственных зданий, гидротехнических сооружений, производственной территории планировать и постоянно выполнять мероприятия по предотвращению попадания загрязненных вод в водный объект;

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений соблюдать природоохранные требования к

производству работ и к применяемым материалам, соблюдать требования при обращении с отходами производства и потребления.

Мероприятия по охране окружающей среды представлены в таблице 6.1. В течение всего периода эксплуатации должен быть организован мониторинг состояния окружающей среды, качество воды реки Колыма.

| Наименование мероприятия | Срок исполнения |
|--|------------------------------|
| Организационные | |
| Разработка и согласование проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу | 1 раз в 5 лет |
| Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение | 1 раз в 5 лет |
| Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых выбросов веществ в водные объекты | 1 раз в 5 лет |
| Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферу | 1 раз в 5 лет |
| Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты | 1 раз в 5 лет |
| Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных вод в р. Колыма | 1 раз в 5 лет |
| Представление в органы Росгосстраха форм государственной статистической отчетности 2-ТП (воздух), 2-ТП(вода), 2-ТП(отходы), 2-ОС | Ежегодно |
| Расчёт и внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду | Ежеквартально |
| Разработка и осуществление природоохранных мероприятий | Ежегодно |
| Организация и проведение производственного экологического контроля | Постоянно |
| Технологические | |
| Модернизация оборудования с заменой на оборудование с меньшими шумовыми характеристиками | При проведении реконструкции |
| Перенос шумопроизводящего оборудования с открытых площадок в закрытые помещения | При проведении реконструкции |
| Оборудование маслохозяйства маслоочистительной установкой | При проведении реконструкции |
| Обустройство территории Тасканского гидроузла системой ливневой канализации, поддержание в исправном состоянии | Постоянно |
| Санитарно-технические | |
| Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности | Постоянно |
| Размещение отходов на специализированных полигонах | Постоянно |
| Передача на использование лома чёрных и цветных металлов, | Постоянно |

| | |
|-----------------------------|--|
| отходов кабельной продукции | |
|-----------------------------|--|

Окончание таблицы 6.1

| Наименование мероприятия | Срок исполнения |
|--|-----------------|
| Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации | Постоянно |
| Учёт образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах | Постоянно |
| Организация контроля за состоянием атмосферного воздуха на границе СЗЗ | Ежегодно |
| Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ | Ежегодно |
| Введение учёта объёма сброса сточных вод в р. Колыма | Постоянно |
| Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод р. Колыма и Тасканского водохранилища | Ежегодно |
| Организация и проведение регулярных наблюдений за водными объектами р. Колыма и Таскансим водохранилищем и их водоохранными зонами | Ежегодно |
| Соблюдение режима хозяйствования в водоохраной зоне р.Колыма | Постоянно |
| Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание | Постоянно |
| Организация стоянок автотранспорта в специально оборудованных местах, имеющих твёрдое покрытие | Постоянно |
| Архитектурно-планировочные | |
| Благоустройство территории Тасканского гидроузла | Постоянно |

7 Оценка объемов продаж и текущих затрат

7.1 Оценка объемов продаж электроэнергии

Главными показателями (товаром) ГЭС являются электроэнергия и мощность, они взаимосвязаны между собой балансами мощности и энергии энергосистемы.

Мощность, вырабатываемая станцией равна установленной мощности ГЭС, и реализуется на рынке в зависимости от тарифной ставки для заданного региона по «Единым сценарным условиям» ПАО «РусГидро».

$$N_{\text{уст}} = 1800 \text{ МВт.}$$

Энергия, вырабатываемая станцией определяется как произведение мощности на количество часов в сутках.

$$E = N_{\text{уст}} \cdot 24\text{ч} = 1800 \cdot 24 = 43200 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (7.1)$$

Оценка объёмов продаж представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объёмов продаж в первые годы выпуска электроэнергии

| Название | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Установленная мощность, МВт | 1800 | 1800 | 1800 | 1800 |
| Число часов установленной мощности, час | 6700 | 6700 | 6700 | 6700 |
| Выработка электроэнергии, МВт*ч | 12060000 | 12060000 | 12060000 | 12060000 |
| Расход электроэнергии на собственные нужды, % | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Расход электроэнергии на собственные нужды, МВт*ч | 120600 | 120600 | 120600 | 120600 |
| Тариф на электроэнергию | 1025 | 1058 | 1091 | 1131 |
| Объем реализации | 11939400 | 11939400 | 11939400 | 11939400 |
| Выручка от реализации электроэнергии | 12237885000 | 12631885200 | 13025885400 | 13503461400 |
| НДС к выручке | 1866766978 | 1926867768 | 1986968559 | 2059818002 |

7.2 Текущие затраты по проекту

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами или издержками производства. В том случае, если создание

продукции связано с обслуживанием технических устройств, текущие затраты называют эксплуатационными расходами. Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2016 - 2041 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 08.02.2016 г. №92) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования и средней ставки амортизационных отчислений 2,5 % в год.

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) - 0,25%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

| млн. руб | | |
|--------------------------|------------------|----------|
| Наименование | Ставка | Величина |
| Расходы на оплату труда | 123 | 1646 |
| Производственные затраты | тыс.руб./МВт*181 | 1201,3 |
| Прочие расходы | тыс.руб./МВт | 950,5 |
| Итого | 30 тыс.руб./МВт | 3797,8 |

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости.

Удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в таблице 7.3.

Таблице 7.3. Удельные значения расходов на ремонт

%

| Этапы проекта | Величина |
|-----------------|----------|
| от 1 до 5 лет | 0,02 |
| от 6 до 15 лет | 0,027 |
| от 16 до 25 лет | 0,035 |
| свыше 25 лет | 0,04 |

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов (без НДС) по данным единых сценарных условий ОАО «РусГидро»таблица 7.3.

Таблица 7.3 – Расходы на услуги регулирующих организаций

млн. руб

| Наименование | Ставка, руб за 1 МВт | Величина |
|---|----------------------|----------|
| ОАО "СО - ЕЭС" | 96500 | 172,4 |
| НП АТС (администратор торговой системы) | 0,69 | 6,56 |
| ЦФР (центр финансовых расчетов) | 0,24 | 1,8 |
| Итого | | 180,8 |

Текущие затраты по гидроузлу за период 2022-2026 гг. представлены в таблице 7.4, структура — на рисунке 7.1. Налог на воду в соответствии с налоговым кодексом РФ для реки Витим составляет 12,0за 1000 кВт·ч электроэнергии.

Таблица 7.4 - Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии

млн. руб

| Наименование | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|
| Амортизационные отчисления | 32,2 | 32,2 | 32,2 | 32,2 | 32,2 |
| Расходы на страхование | 77,6 | 76,8 | 76,0 | 75,1 | 74,3 |
| Эксплуатационные расходы | 419,4 | 419,4 | 419,4 | 419,4 | 419,4 |
| Расходы на ремонт производственных фондов | 10,0 | 9,9 | 10,9 | 9,7 | 12,4 |
| Расходы на услуги регулирующих компаний | 190,4 | 191,9 | 191,9 | 191,9 | 191,9 |
| Налог на воду | 59,3 | 66,4 | 66,4 | 66,4 | 66,4 |
| Итого | 788,9 | 796,6 | 796,7 | 794,7 | 796,6 |

Структура текущих затрат представлена на рисунке 7.1.

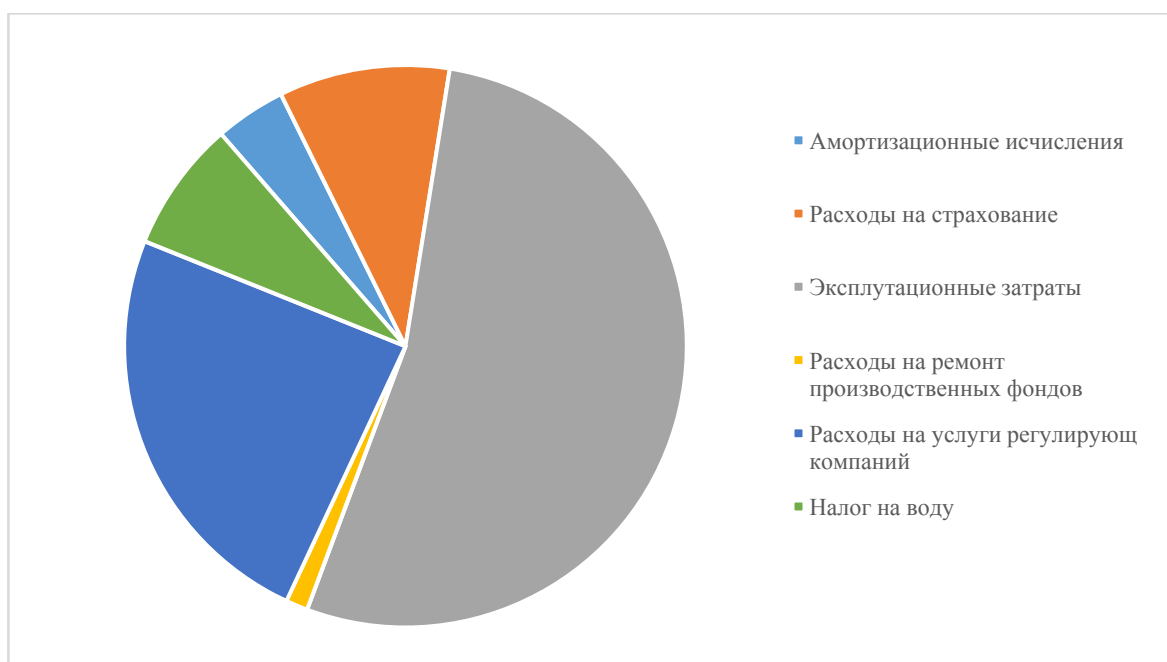


Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат, %

7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности ГЭС.

Учтены следующие налоги:

- НДС-18% (от добавленной стоимости);
- взносы в социальные фонды - 34% (от фонда оплаты труда);
- налог на имущество - 2,2 % (от остаточной стоимости проекта);
- налог на прибыль - 20 % (от налогооблагаемой прибыли);
- налог на воду на 1 тыс. кВт ч – 13,7 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 7.2.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период с 2022 по 2025 годы приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 - Налоговые расходы

| Наименование | млн. руб. | | | |
|---------------------------|-----------|---------|---------|---------|
| | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
| Налог на прибыль | 1347,64 | 2604,60 | 2705,75 | 2801,42 |
| НДС | 1969,43 | 2382,08 | 2472,98 | 2558,96 |
| Взносы в социальные фонды | 9,85 | 9,85 | 9,85 | 9,85 |
| Налог на имущество | 66,56 | 67,22 | 66,51 | 65,81 |

7.4 Оценка суммы прибыли

Отчет о прибыли и убытках является основной формой отражения эффективности производственной деятельности нового энергетического объекта. Структура отчета позволяет определить такие показатели как: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, нераспределенная прибыль.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации в схеме реализации «крупные потребители» представлена в таблице 7.6, динамика суммы чистой прибыли представлена на рисунке 7.2.

Таблица 7.6 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

млн. руб

| Наименование | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|------------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| Выручка (нетто) | 11876,5 | 13267,5 | 13781,6 | 14255,9 |
| Текущие расходы | 788,9 | 796,6 | 796,7 | 794,7 |
| EBITDA (Валовая прибыль) | 11087,6 | 12471,0 | 12984,9 | 13461,2 |
| EBIT (прибыль до налогообложения) | 11087,6 | 12471,0 | 12984,9 | 13461,2 |
| Скорректированный налог на прибыль | 2217,5 | 2494,2 | 2597,0 | 2692,2 |
| НОРАТ (чистая прибыль/убыток) | 8870,1 | 9976,8 | 10387,9 | 10769,0 |

Продолжение таблицы 7.6

| Наименование | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|-----------------------------|------|------|------|------|
| Ставка налога на прибыль, % | 20 | 20 | 20 | 20 |

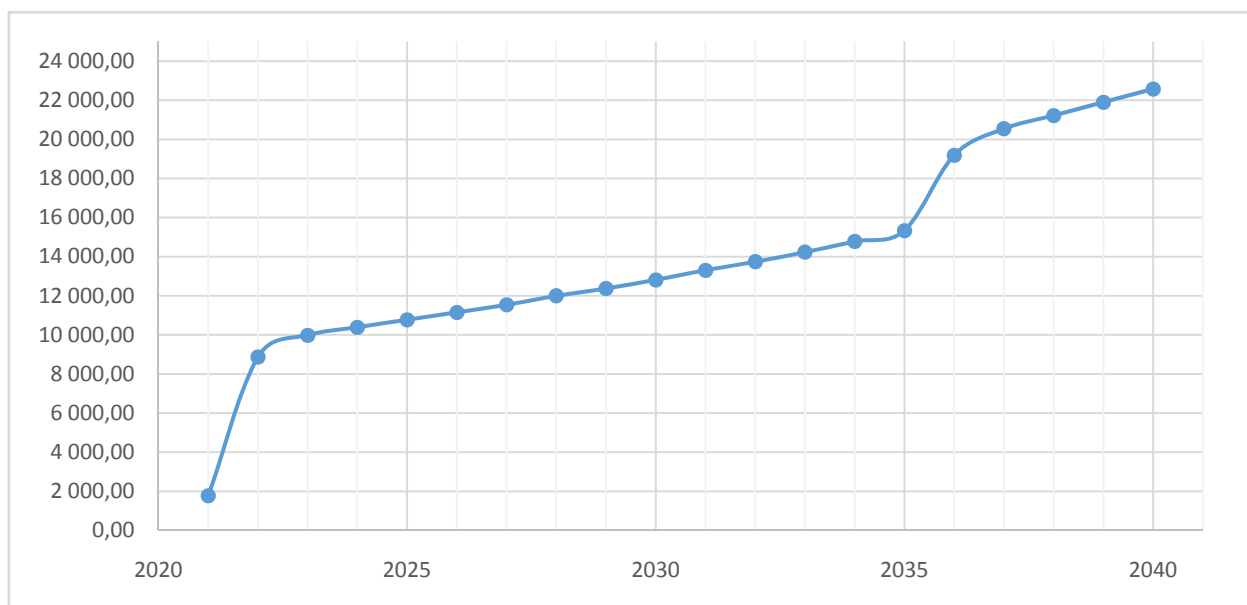


Рисунок 7.2 – Чистая прибыль/убыток за первые годы эксплуатации, млн. руб.

7.5 Показатели эффективности проекта

Эффективность проекта характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам его участников.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Показатели эффективности инвестиций

| Показатели эффективности | |
|--|----------------|
| Ставка дисконтирования, % | 22,64 |
| Период окупаемости - РВ, мес | 77 |
| Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес | 130 |
| Средняя норма рентабельности - ARR, % | 45,1 |
| Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб | 17459,5 |
| Индекс прибыльности - PI | 3,59 |
| Внутренняя норма рентабельности - IRR, % | 44,98 |
| Модифицированная внутренняя норма рентабельности | 21,97 |
| Себестоимость электроэнергии, руб/КВт*ч | 0,15 |
| Удельные капиталовложения, руб/КВт | 36759,1 |

7.6 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности - заключается в оценке влияния изменения исходных параметров проекта на его конечные характеристики, в качестве которых, обычно, используется внутренняя норма прибыли или NPV. Техника проведения анализа чувствительности состоит в изменении выбранных параметров в определенных пределах, при условии, что остальные параметры остаются неизменными.

Инвестиции – вложения капитала с целью получения прибыли. Если проект убыточен — инвестиции могут быть утрачены полностью или частично.

Выручка (оборот, объем продаж) — количество денежных средств или иных благ, получаемых компанией за определённый период её деятельности.

Таблица 7.8 – Анализ чувствительности (PI) от факторов

| Факторы | -15% | -10% | -5% | 0% | 5% | 10% | 15% |
|------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| Ставки налогов | 1,64 | 1,59 | 1,54 | 1,5 | 1,45 | 1,41 | 1,36 |
| Объем инвестиций | 4,07 | 3,84 | 3,64 | 3,46 | 3,29 | 3,14 | 3 |
| Объем сбыта | 2,93 | 3,1 | 3,28 | 3,46 | 3,63 | 3,81 | 3,99 |

Данные таблицы 7.8 представлены в виде графиков, изображенных на рисунках 7.3, 7.4 и 7.5

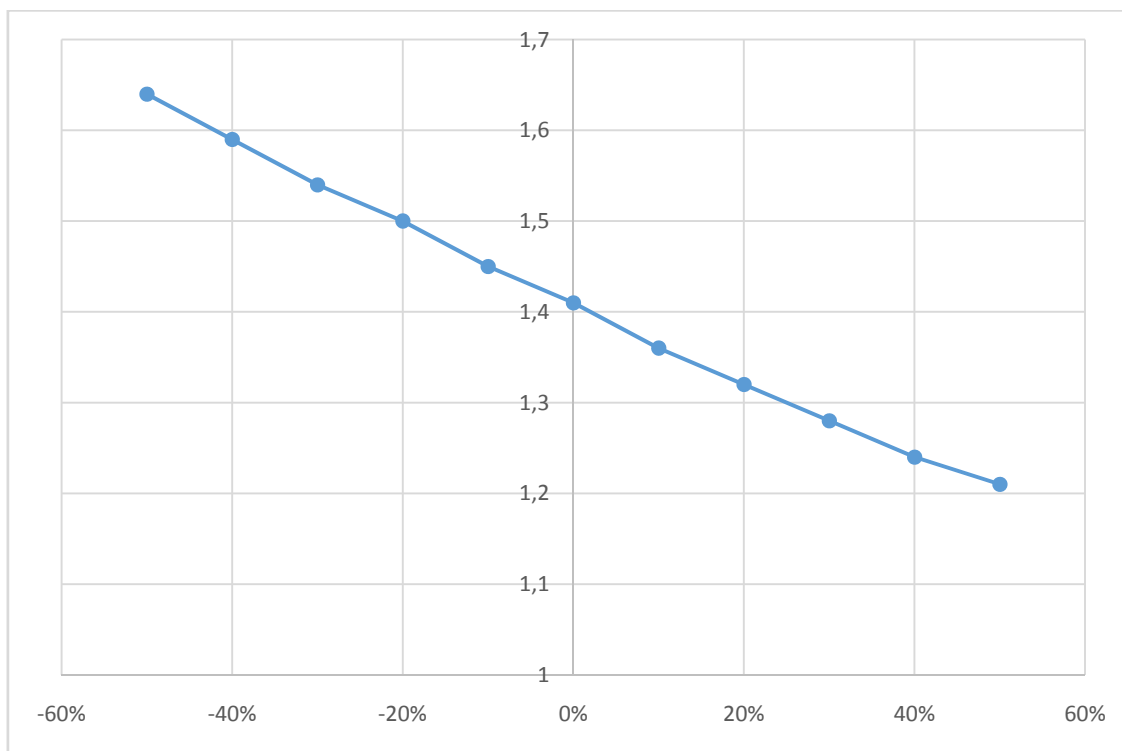


Рисунок 7.3 – Изменение индекса прибыльности в зависимости от изменения ставки налогов

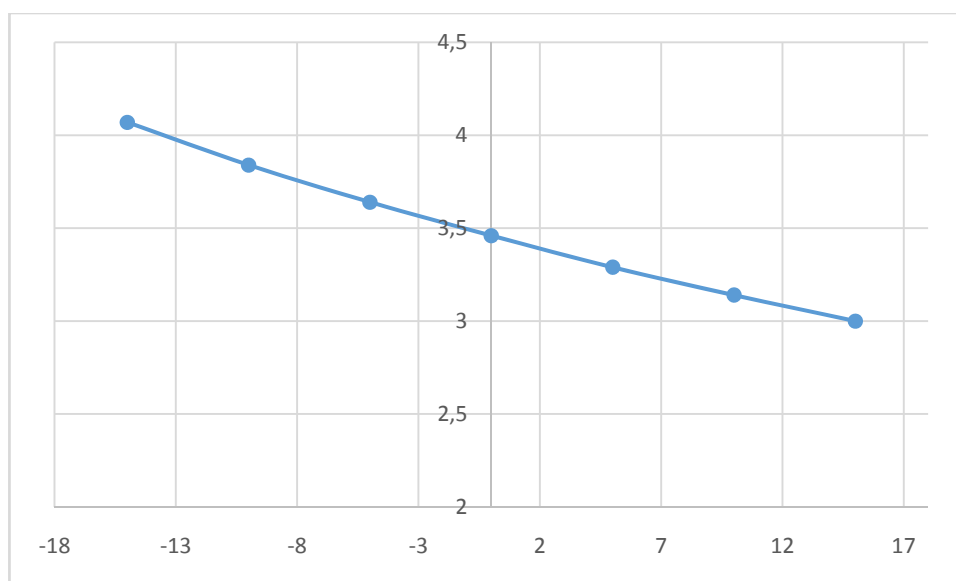


Рисунок 7.4 – Зависимость индекса прибыльности от изменения объема инвестиций

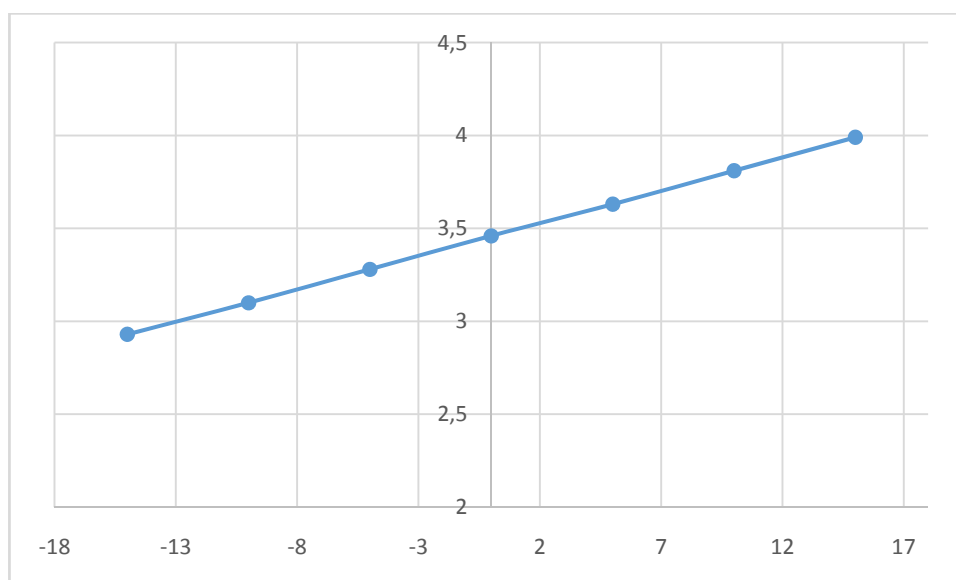


Рисунок 7.5 – Зависимость индекса прибыльности от изменения цены сбыта

По данным графикам видно, что на рост индекса прибыльности влияют снижению объема инвестиций и ставки налогов, а также увеличению цены сбыта.

Ставка дисконтирования – это процентная ставка, используемая для пересчёта будущих потоков доходов в единую величину текущей стоимости.

Таблица 7.9 – Изменение индекса прибыльности в зависимости от ставки дисконтирования

| Изменения PI, % | 0% | 4% | 8% | 12% | 16% | 20% |
|------------------------|-------|-------|------|------|------|------|
| Ставка дисконтирования | 22,64 | 13,96 | 9,15 | 6,33 | 4,59 | 3,46 |

Данные таблицы 7.9 представлены на рисунке 7.6

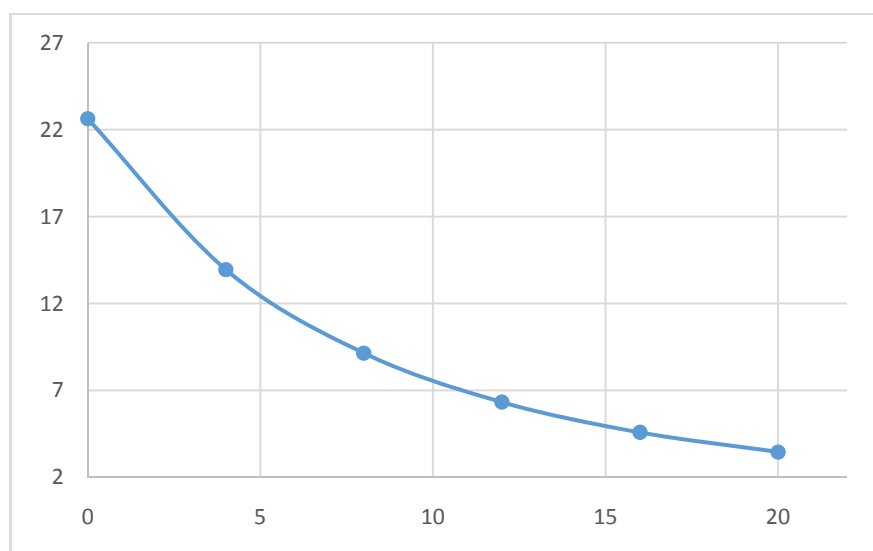


Рисунок 7.6 – Изменение индекса прибыльности в зависимости от ставки дисконтирования.

8 Применение 3Dмоделирования при строительстве ГЭС с использованием ПО AutodeskAutoCAD

3D модели уже прочно вошли в индустрию строительства и на данный момент ни одна будущая плотина не обходится без неё на стадии проектирования и на момент строительства.

Созданием 3Dмодели строящейся Нижне-Бурейской ГЭС занимается служба подготовки и сопровождения строительства (СПСС), где я и проходил преддипломную практику. Задача была поставлена лично директором станции и заключалась в создании 3D модели грунтовой плотины Нижне-Бурейской ГЭС с последующей расстановкой датчиков эксплуатационного контроля в её теле по координатам, заданными рабочими чертежами.

8.1 Основная работа

3D модель создавалась в программе AutoCADсначала при помощи примитивных блоков. Затем эти блоки объединяются в общее 3D тело. Для удобочитаемости модели каждое созданное тело преобразуется в блок и сортируется по своему слою, который можно легко отобразить или скрыть. Система блоков в итоге образует тело плотины, представленное на рисунках 8.1, 8.2 и 8.3.

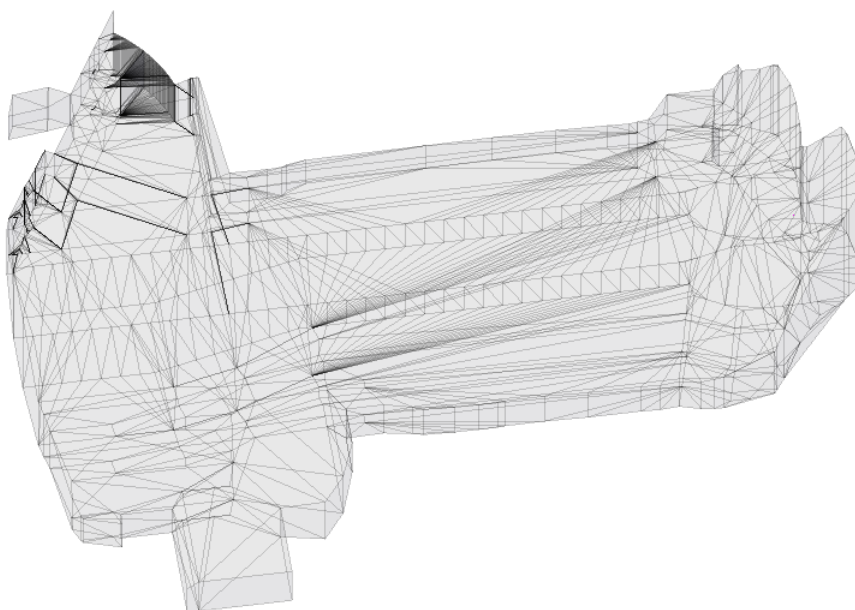


Рисунок 8.1 – Тело грунтовой плотины, 3Dмодель.

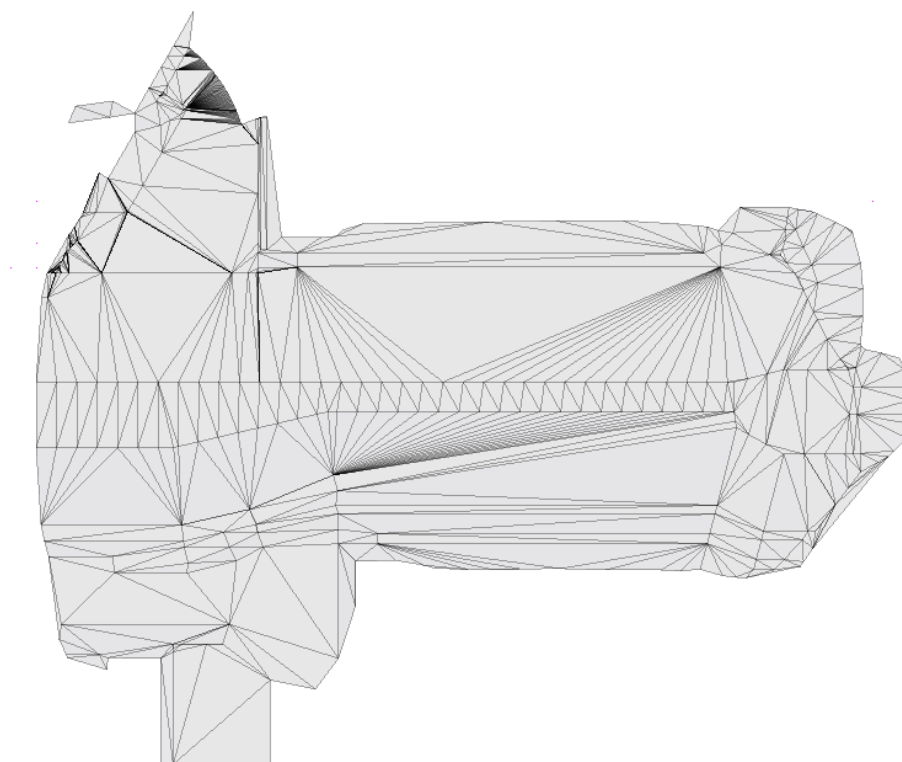


Рисунок 8.2 – Тело грунтовой плотины, 3Dмодель. (Вид сверху)

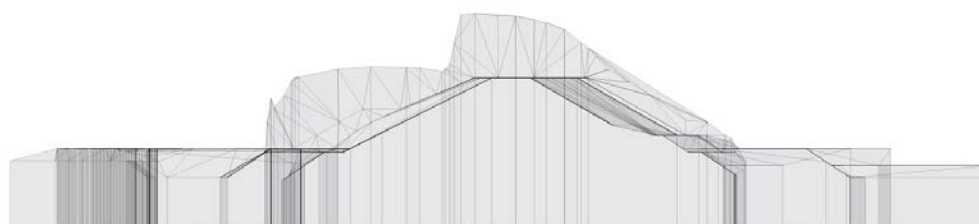


Рисунок 8.3 – Тело грунтовой плотины, 3Dмодель. (Вид слева)

Датчики эксплуатационного и строительного контроля создаются по той же схеме что и тело плотины. Они представляют собой модели, по внешнему виду среднее между реальным его видом и условным (рисунок 8.4). Расставляются датчики в теле плотины посредством декартовых координат, вызываемых контекстным меню «свойства». Координаты вычисляются по рабочим чертежам (рисунок 8.7).

| Наименование приборов | Условные обозначения | | |
|---|----------------------|---|---|
| | Буквен. обознач. | План | Боковой вид |
| Знак плано-высотный | ПВ |  |  |
| Марка поверхностная грунтовая | МП |  |  |
| Марка глубинная грунтовая | МГ |  |  |
| Пьезометр | П |  |  |
| Инклинометр | И |  |  |
| Преобразователь температуры струнный | ПТС-60 |  |  |
| Преобразователь линейных перемещений струнный | ПЛПС-10 |  |  |
| Преобразователь давления струнный | ПДС-10 |  |  |
| Преобразователь напряжения грунта струнный | ПНГС-10 |  |  |
| Преобразователь напряжения грунта | ПНГ-4800 |  |  |
| Преобразователь линейных перемещений | ПЛП-4430 |  |  |
| Временный измерительный пульт | ВИП |  |  |

Рисунок 8.4 – Условные обозначения датчиков.

В ходе работы получились датчики, отображённые на рисунке 8.5 и 8.6. Каждый датчик представляет собой 3D тело, которое в следствии превращают в блок. Блокам даются обозначения, точку привязки и цвет, обозначающий определённую группу датчиков.

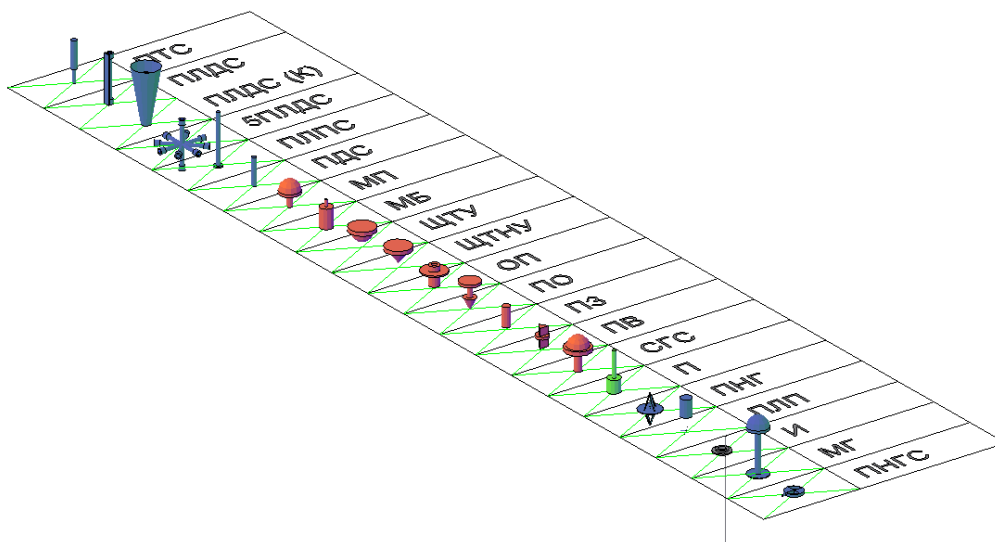


Рисунок 8.5 – 3D модели датчиков.

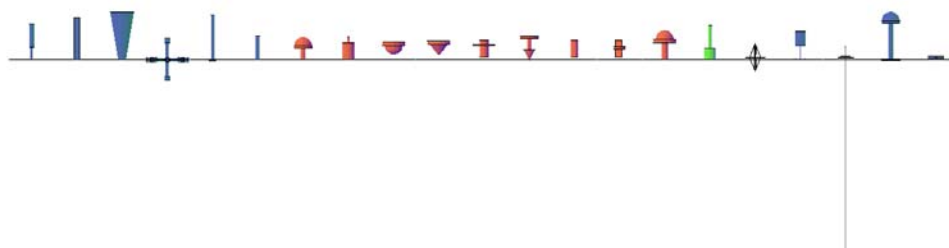


Рисунок 8.6 - 3D модели датчиков. (Вид слева).

Самая сложная работа при расстановке датчиков заключалась в высчитывании координат местоположения по рабочим чертежам (рисунок. Вся грунтовая плотина делилась на створы главные (1,2,3...) и второстепенные (1',2',3'...). К примеру, из створа 1' можно высчитать координату Y (0 – ось сооружения) и Z (высота установки датчика). Координату X высчитываем из плана на отметке 141750 – отметка гребня грунтовой плотины. Данные координаты прописываются в меню «свойства» для точки вставки. В итоге, получается модель представленная на рисунках 8.8 и 8.9.

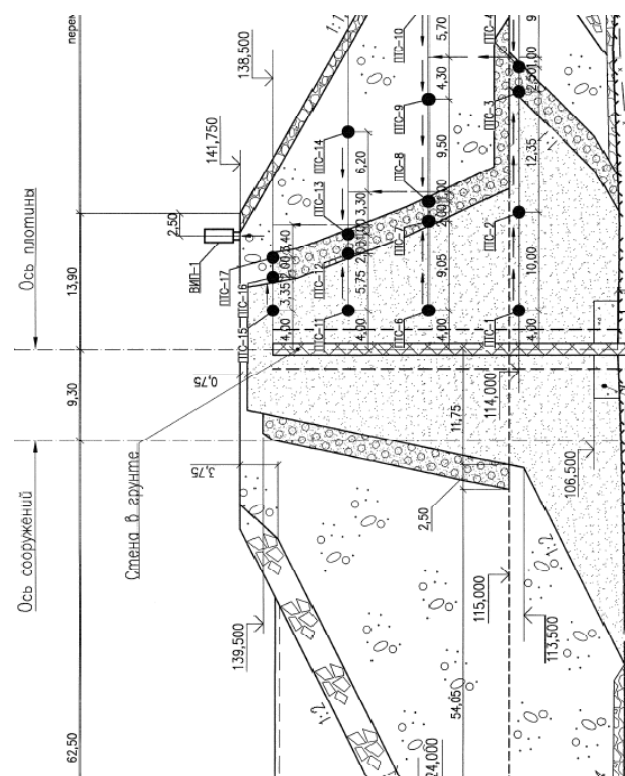


Рисунок 8.7 – Створ 1'.

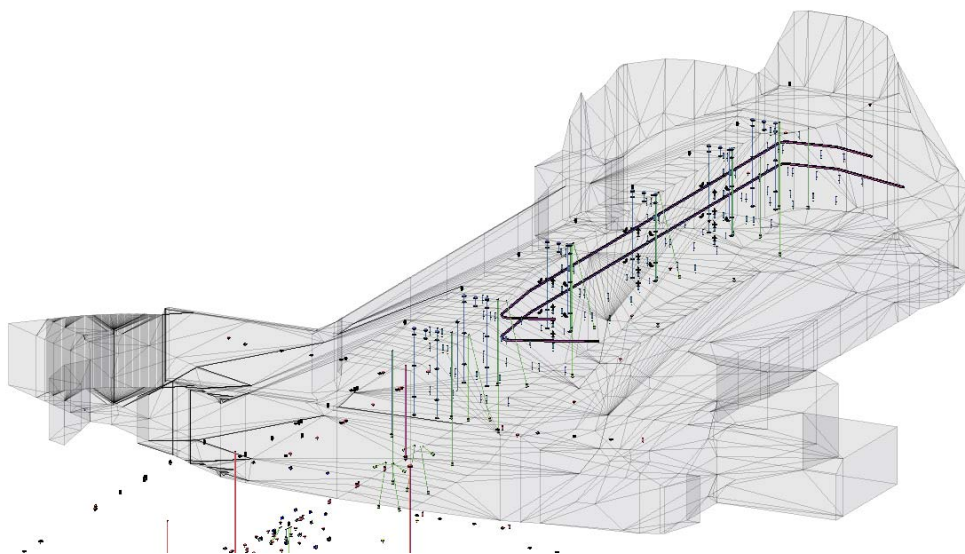


Рисунок 8.8 – Тело грунтовой плотины с датчиками, 3Dмодель.

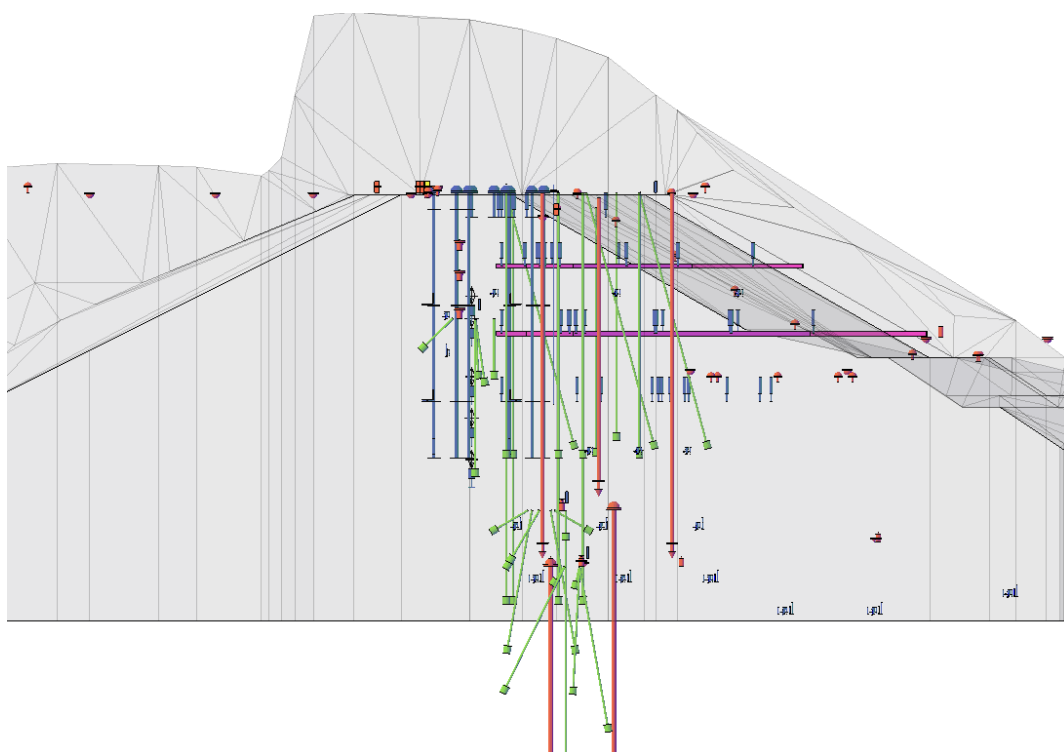


Рисунок 8.9 – Разрез по створу 1’.

После того, как датчики расставлены, можно их вращать, устанавливать угол, что характерно для пьезометров. На рисунке 8.10 показан изометрический вид тела грунтовой плотины с установленными внутри датчиками.

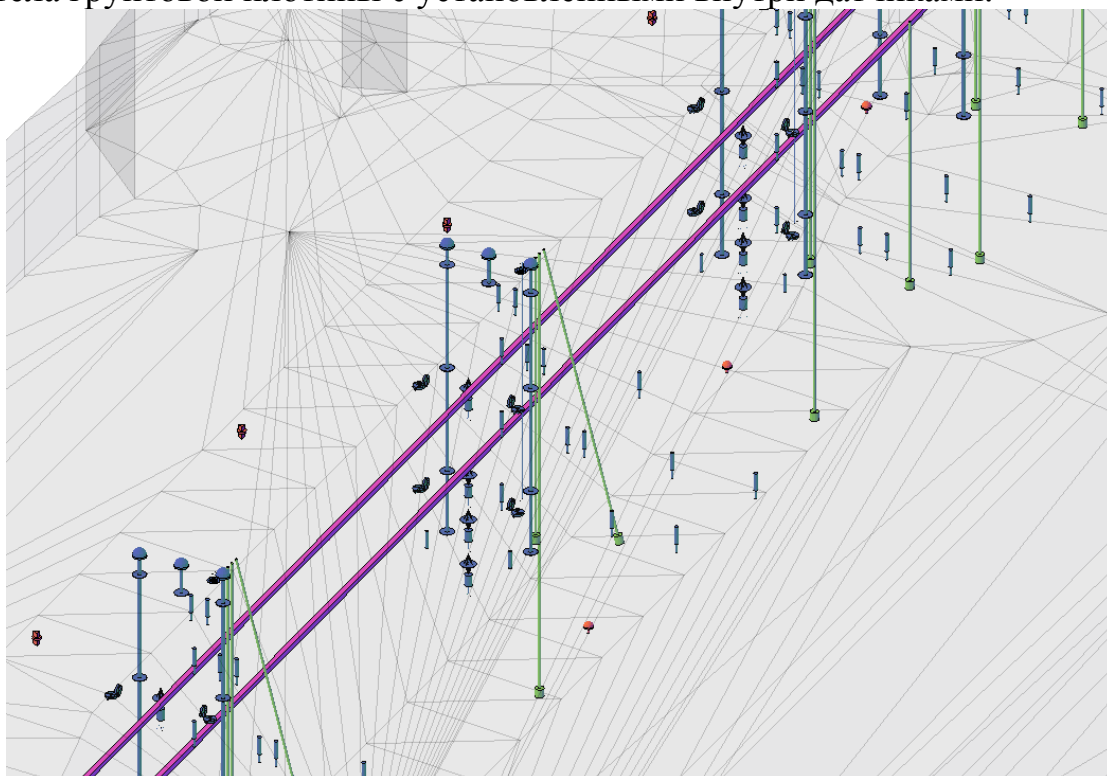


Рисунок 8.10 – Датчики в теле плотины. (Изометрический вид).

8.2 Вывод

В настоящий момент, на строительстве станций обширно используют 3D технологии. Они позволяют наглядно продемонстрировать готовое сооружение уже на этапе проектирования и внести нужные доработки заранее.

Посредством 3D моделей и теории конечных элементов можно рассчитывать нагрузки и воздействия на плотину, не прибегая к созданию макетов и моделей-копий сооружений. Все нагрузки задаются программное и сооружение 3D модель мгновенно посылает программе все напряжения, возникающие от нагрузок.

В ходе преддипломной практики на строящейся Нижне-Бурейской ГЭС мною была создана 3D модель грунтовой плотины, датчиков контроля за плотинной. В ходе работы было выявлена ошибка проектирования грунтовой плотины, а именно — несовпадение высотных отметок основания плотины. По созданной модели был построен полноразмерный макет. Саму модель отправили в проектную организацию, а так же предоставили генеральному подрядчику для контроля за строительством.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения дипломного проекта было произведено проектирование Средне-Учурской ГЭС на реке Учур. Средне-Учурская ГЭС позволит нормализовать перебои электроэнергии в Якутии, а так же позволит развивать золотодобывающие компании.

Река Учур является левым притоком реки Алдан, ее длина составляет 812 км. Берёт начало в острогах Станового хребта, течёт по восточной окраине Алданского нагорья. В бассейне свыше 16 000 водотоков, около 5000 озёр. Средний годовой расход воды — 1345 м³/сек. Вскрывается в первой половине мая, замерзает в начале октября. На участках выходов термальных вод — полыньи.

Отметка нормального подпорного уровня составляет 110 м, расчетное значение отметки форсированного подпорного уровня 111 м, отметка уровня мертвого объема 73 м.

При выборе створа, рассматривая топографические и инженерно-геологические условия, а также руководствуясь наименьшей длиной напорного фронта плотины. Этот параметр позволяет использовать его для строительства массивной гравитационной плотины. Выбранный створ, расположенный на расстоянии 13 км от посёлка Чагда, имеет крутые берега, что исключает наличие поймы.

Геологический разрез русла содержит в себе песком 2 м, песчаник до 50 м. Основание сложено из осадочных пород.

Станционная плотина имеет длину 150 м. Для перекрытия водосливных пролетов водоприемники ГЭС оборудованы плоскими аварийно-ремонтными затворами и плоскими ремонтными затворами, размерами 3х18 м. Маневрирование аварийно-ремонтными затворами осуществляется индивидуальными гидроприводам, а решетки и ремонтные затворы обслуживаются козловым краном.

Здание ГЭС имеет классическую приплотинную конструкцию. Машинный зал имеет длину 140 м, монтажная площадка—длину 30 м. В здании размещено 6 гидроагрегата мощностью 447 МВт каждый, с радиально-осевыми турбинами PO115-B-750. Турбины оснащены гидрогенераторами подвесного типа СВ 110/164-60.

Установленная мощность и среднемноголетняя выработка составляет 2681 МВт и 1,7 млрд. кВт·ч соответственно. Минимальный напор $H_{\min} = 71$ м, расчётный напор $H_p = 92$ м, максимальный напор $H_{\max} = 106$ м.

Напорный фронт проектируемого Средне-Учурского гидроузла образует бетонная гравитационная плотина, длиной 525 м и максимальной высотой 116 м, устойчивость и прочность которой обеспечивается силами трения, создаваемыми собственным весом.

Бетонная гравитационная плотина состоит из различных по технологическому назначению плотин: водосливной, длина которой составляет 70 м; глухой, расположенной между водосливной и станционной частью, равной длине секции плотины 18 м; левобережной глухой длиной 135 м и правобережной глухой длиной 170 м. Гребень плотины находится на отметке 116 м. Его ширина, с дорогой для технологического проезда и подкранового пути составляет 30 м. Дорога на гребне по СНиП 2.06.04 – 82 относится к II категории, ширина полосы движения составляет 3,5 м, ширина проезжей части 7 м.

В соответствии со СНиП 33-01-2003 Средне-Учурский гидроузел является сооружением I класса, т.к. его объем водохранилища составляет 45 млн. м³, а высота станции превышает 100 м.

Водосливная плотина с поверхностным водосливом имеет 4 пролета. Ширина каждого пролета в свету составляет 18 м. Пролеты отделены друг от друга разрезными быками шириной 4 м каждый. Поперечный профиль плотины представлен треугольником с вершиной на отметке нормального подпорного уровня и вертикальной напорной гранью. Заложение низовой грани составляет 0,74. Оголовок безвакуумного водослива практического профиля типа А построен по координатам Кригера-Офицера. Напор на водосливе составляет 10 м. Ширина подошвы плотины составляет 82,5 м.

В целях обеспечения трещиностойкости плотина разрезается межсекционными швами на секции и вертикальными строительными межстолбчатыми швами, параллельными оси плотины на отдельные 4 «столба».

Подземный контур представлен вертикальным дренажем глубиной 25 м и двухрядной цементационной завесой. Завеса имеет глубину 50 м и максимальную ширину у основания плотины 7 м. Ее ось расположена на расстоянии 6 м от напорной грани плотины.

В соответствии с рекомендациями нормативных документов (СНиП 2.06.06-85) сопряжение бьефов осуществляется по схеме отброса струи с носка трамплина. При отметке носка трамплина 13,5 м, наклона поверхности носка к горизонту 35°, дальность отброса струи на расстояние, безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других сооружений, составляет 228 м. Глубина ямы размыва составляет 41,3 м.

Правильность назначения параметров гравитационной плотины на скальном основании и подземного контура подтверждено расчетами на общую прочность и устойчивость по I группе предельных состояний на сокращенный состав нагрузок для основного и особого их сочетания. В результате расчетов установлено: все условия прочности гравитационной плотины при действии эксплуатационных нагрузок соблюдается. Коэффициент устойчивости плотины против плоского сдвига по основанию составляет 1,46, при нормативном коэффициенте надежности по ответственности равном 1,25. При выполнении

статических расчетов, а именно, для определения площадей поперечных сечений плотины использовалась программа автоматизированного проектирования AutoCad.С точки экономической целесообразности можно сделать вывод, что строительство Средне-Учурской ГЭС будет выгодно и обоснованно.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС : учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
3. Водный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 42 с.
4. О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов[Электронный ресурс] : федер. закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
5. Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации[Электронный ресурс] : федер. закон от 08.11.2007 N 258-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
6. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартиформ, 2008. – 8 с.
7. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс] : введ. 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
8. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
9. Кисилев П.Г. Справочник по гидравлическим расчетам – «Энергия» Москва 1972.
10. Чугаев Р.Р. Гидравлика: Учебник для ВУЗов. – Л.: Энергоиздат. Ленингр. отделение, 1982.
11. СНИП 2.06.04 – 82* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)/Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 46с.
12. Гришин М.М. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Высшая школа, 1979. – 615 с.
13. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.

14. СНиП 33-01-2003 Гидротехнические сооружения . Основные положения/ Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 24 с.
15. Телешев В.И. Организация, планирование и управление гидротехническим строительством (учебник для ВУЗов) М.: стройиздат, 1989. – 416 с.
16. СНиП 2.06.08-87 – Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений.
17. ГОСТ 26663-85 – Бетон тяжелый, технические условия.
18. СНиП 2.01.01-82. Строительная климатология и геофизика / Минстрой России. — М.: ГП ЦПП, 1996 140 с.
19. Телешев В.И. Бетонные работы в гидротехническом строительстве. Часть I: Теоретические основы требований к технологии бетонных работ (учебное пособие). СПбГТУ, 1992. 108 с.
20. Телешев В.И. Расчет допустимого температурного режима бетонной кладки из условия обеспечения ее трещиностойкости (методические указания) ЛПИ. 1985. 37 с.
21. Телешев В.И. Конструктивно-технологические мероприятия по обеспечению трещиностойкости и монолитности массивных бетонных гидротехнических сооружений (учебное пособие) ЛПИ, 1983. 80 с.
22. Правила производства бетонных работ при возведении гидротехнических сооружений ВСН81-83 Минэнерго-СССР.
23. Телешев В.И., Галузин В.М., Совенард Ю.К. Бетонные работы в гидротехническом строительстве. Часть III: Приготовление, транспорт и укладка бетонной смеси (учебное пособие). СПбГТУ, 1993. 80 с.
24. Галузин В.М., Комаринский М.В., Телешев В.И. – Выбор машин и оборудования для производства бетонных работ (учебное пособие) СПбГТУ, 1995. 80 с.
25. Телешев В.И., Астахова К.Н., Леонов В.А, - Бетонные работы в гидротехническом строительстве. Часть II: Вспомогательные работы (учебное пособие) СПбГТУ, 1992. 60 с.
26. Производство гидротехнических работ (учебник) под общей редакцией Чуракова А.И.- М. стройиздат, 1985 -623 с.
27. Судаков В.Б., Толкачев Л.А. – Современные методы бетонирования высоких плотин (учебное пособие) М. энергоатомиздат, 1988. 256 с.
28. Телешев В.И., Воробьев Б.В., Белоликов В.Т., ., Астахова К.Н. Стоимость строительства гидротехнических сооружений (учебное пособие) – Л., ЛПИ, 1986. 84 с.
29. СНиП IV.06.08-87 – Сборники единых районных единичных расценок на строительные работы –сборник 37 - Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений.
30. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиц

ионных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113;

31.

«Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г. № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99 г. № 24-16-1/20-113.

32. Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037 гг.

33. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ // Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.

34. О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс] : федер. закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

35. Об экологической экспертизе [Электронный ресурс] : федер. закон от 16.05.2008 N 75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

36. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

37. Конституция Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2001. – 39 с.

38. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

39. Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] : федер. закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

40. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс] : федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

41. О животном мире [Электронный ресурс] : федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

42. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс] : федер. закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Исходные данные

Таблица А.1 – Координаты кривых площадей и объемов водохранилища

| Z, м | F, км ² | V, млн. м. куб. |
|------|--------------------|-----------------|
| 10 | 23 | 1.75 |
| 20 | 64 | 3.25 |
| 30 | 98 | 5.25 |
| 40 | 131 | 7.50 |
| 50 | 239 | 10.00 |
| 60 | 411 | 12.50 |
| 70 | 596 | 16.00 |
| 80 | 778 | 20.00 |
| 90 | 1005 | 25.00 |
| 100 | 1229 | 32.50 |
| 110 | 1555 | 45.00 |

Таблица А.2 - Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла.

| Q _{н.б.} | 250 | 400 | 700 | 1000 | 1500 | 2000 | 2800 | 3800 | 5300 | 8000 | 13500 |
|-------------------|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| Z _{н.б.} | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе 0.6.

Таблица А.3 – Требования участников ВХК и потери воды.

| Q, м ³ /с | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII |
|----------------------|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|
| Требования ВХК | 800 | 800 | 1250 | 1250 | 1250 | 1250 | 1250 | 1250 | 1250 | 800 | 800 | 800 |
| Фильтрация | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Испарение | – | – | – | – | 10 | 15 | 10 | – | – | – | – | – |
| Ледообразование | -1 | -1 | -1 | 0 | 11 | – | – | – | – | – | -5 | -3 |

Коэффициент мощности $k_N = 8.8$.

Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 1.1$ м.

НПУ Средне – Учурской ГЭС 110 м.

Расчётный гидрологический ряд наблюдений р. Учур в створе Средне – Учурской ГЭС с 1930 по 1979 гг. представлен в таблице А.4

Таблица А.4 – Расчётный гидрологический ряд наблюдений р. Учур в створе Средне – Учурской ГЭС с 1930 по 1979 гг.

| Годы | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | I | II | III | IV | Qср. год |
|------|------|-------|------|------|------|------|-----|-----|----|----|-----|-----|-------------|
| 1930 | 3850 | 6100 | 6900 | 2700 | 1200 | 900 | 175 | 34 | 6 | 5 | 4 | 18 | 1824 |
| 1931 | 6250 | 9400 | 1300 | 1400 | 1500 | 840 | 350 | 56 | 15 | 11 | 11 | 15 | 1762 |
| 1932 | 3700 | 5500 | 6450 | 3000 | 1000 | 650 | 190 | 155 | 28 | 22 | 17 | 20 | 1732 |
| 1933 | 6500 | 7500 | 4100 | 900 | 850 | 375 | 300 | 42 | 59 | 10 | 10 | 19 | 1722 |
| 1934 | 5100 | 8300 | 6200 | 5700 | 1900 | 1450 | 200 | 88 | 8 | 8 | 7 | 14 | 2415 |
| 1935 | 4600 | 6700 | 8150 | 2100 | 1900 | 925 | 180 | 50 | 16 | 14 | 12 | 37 | 2057 |
| 1936 | 7900 | 8700 | 1500 | 1100 | 1200 | 700 | 205 | 24 | 14 | 10 | 10 | 18 | 1782 |
| 1937 | 6030 | 10100 | 9100 | 1200 | 700 | 1300 | 400 | 151 | 38 | 18 | 13 | 170 | 2435 |
| 1938 | 8800 | 10500 | 4700 | 700 | 1750 | 410 | 275 | 33 | 4 | 3 | 2 | 55 | 2269 |
| 1939 | 3550 | 8700 | 7700 | 1150 | 900 | 1850 | 325 | 22 | 17 | 13 | 13 | 15 | 2188 |
| 1940 | 6200 | 12600 | 2900 | 1050 | 1400 | 600 | 155 | 32 | 18 | 11 | 10 | 26 | 2083 |
| 1941 | 6700 | 9200 | 5000 | 2100 | 1250 | 440 | 200 | 170 | 19 | 18 | 17 | 31 | 2095 |
| 1942 | 5200 | 7500 | 1900 | 1800 | 1000 | 835 | 250 | 18 | 8 | 8 | 7 | 16 | 1545 |
| 1943 | 9200 | 10800 | 3400 | 2450 | 400 | 350 | 185 | 140 | 12 | 2 | 0 | 3 | 2245 |
| 1944 | 3010 | 6900 | 5950 | 2500 | 1000 | 1750 | 250 | 36 | 6 | 6 | 5 | 45 | 1788 |
| 1945 | 5900 | 11200 | 6700 | 1200 | 1350 | 875 | 450 | 230 | 13 | 10 | 10 | 52 | 2332 |
| 1946 | 9500 | 10600 | 2600 | 210 | 200 | 140 | 75 | 28 | 16 | 15 | 14 | 10 | 1951 |
| 1947 | 6300 | 7300 | 5900 | 1850 | 1050 | 950 | 240 | 29 | 4 | 4 | 3 | 70 | 1975 |
| 1948 | 4900 | 6555 | 5300 | 2000 | 800 | 500 | 200 | 100 | 7 | 6 | 6 | 20 | 1699 |

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.4

| Годы | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | I | II | III | IV | Ср. год |
|------|------|-------|------|------|------|------|-----|-----|----|----|-----|-----|------------|
| 1949 | 7500 | 8400 | 4200 | 1450 | 550 | 300 | 210 | 160 | 7 | 1 | 1 | 30 | 1901 |
| 1950 | 5800 | 7300 | 2600 | 1500 | 1150 | 1700 | 190 | 135 | 16 | 16 | 11 | 5 | 1702 |
| 1951 | 6900 | 11000 | 550 | 350 | 1300 | 845 | 225 | 33 | 38 | 34 | 28 | 75 | 1781 |
| 1952 | 3770 | 8100 | 8000 | 2000 | 950 | 575 | 210 | 100 | 9 | 8 | 4 | 24 | 2029 |
| 1953 | 6350 | 12400 | 3700 | 1700 | 1600 | 1000 | 165 | 130 | 44 | 22 | 18 | 22 | 2263 |
| 1954 | 5300 | 5500 | 4050 | 1300 | 1100 | 825 | 315 | 39 | 7 | 1 | 1 | 16 | 1538 |
| 1955 | 8400 | 11700 | 3500 | 2300 | 2500 | 630 | 510 | 105 | 23 | 22 | 21 | 395 | 2509 |
| 1956 | 9600 | 11600 | 3950 | 500 | 300 | 125 | 110 | 75 | 9 | 9 | 8 | 36 | 2193 |
| 1957 | 8700 | 9000 | 800 | 1150 | 900 | 450 | 65 | 23 | 31 | 27 | 23 | 6 | 1764 |
| 1958 | 4050 | 9700 | 1800 | 1500 | 1000 | 860 | 220 | 25 | 13 | 11 | 11 | 21 | 1601 |
| 1959 | 5700 | 6800 | 1700 | 1650 | 1000 | 1050 | 190 | 15 | 10 | 9 | 8 | 140 | 1523 |
| 1960 | 8100 | 11800 | 3800 | 600 | 250 | 185 | 170 | 90 | 12 | 10 | 9 | 32 | 2088 |
| 1961 | 5600 | 6700 | 3550 | 3050 | 950 | 1600 | 135 | 115 | 48 | 29 | 20 | 90 | 1824 |
| 1962 | 7100 | 9200 | 4500 | 2000 | 1300 | 805 | 400 | 33 | 5 | 0 | 0 | 28 | 2114 |
| 1963 | 5200 | 10900 | 5150 | 2050 | 1200 | 720 | 215 | 19 | 20 | 16 | 16 | 8 | 2126 |
| 1964 | 9100 | 11900 | 3100 | 1200 | 1250 | 855 | 350 | 18 | 8 | 8 | 5 | 25 | 2318 |
| 1965 | 6100 | 8900 | 3050 | 1100 | 950 | 750 | 45 | 38 | 11 | 10 | 9 | 60 | 1752 |
| 1966 | 7800 | 5950 | 6700 | 2000 | 1000 | 500 | 245 | 110 | 17 | 16 | 10 | 27 | 2031 |
| 1967 | 5500 | 5900 | 4300 | 3750 | 1200 | 1100 | 230 | 46 | 27 | 10 | 9 | 44 | 1843 |
| 1968 | 6400 | 12300 | 3900 | 1400 | 600 | 105 | 90 | 11 | 21 | 18 | 16 | 90 | 2079 |
| 1969 | 4800 | 11100 | 2400 | 2300 | 2000 | 1350 | 230 | 225 | 7 | 7 | 6 | 33 | 2038 |
| 1970 | 9400 | 10000 | 5450 | 1600 | 1850 | 500 | 220 | 165 | 52 | 10 | 9 | 85 | 2445 |
| 1971 | 8150 | 10400 | 3600 | 750 | 1150 | 850 | 130 | 120 | 7 | 7 | 6 | 27 | 2100 |
| 1972 | 7300 | 7700 | 1300 | 1250 | 1600 | 1400 | 225 | 26 | 41 | 27 | 24 | 220 | 1759 |
| 1973 | 4900 | 7000 | 4913 | 2500 | 880 | 1500 | 625 | 50 | 17 | 17 | 15 | 38 | 1871 |

Продолжение приложения А
Окончание таблицы А.4

| Годы | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | I | II | III | IV | Ср. год |
|---------|------|-------|------|------|------|------|-----|-----|----|----|-----|-----|------------|
| 1974 | 9750 | 10300 | 2100 | 850 | 1200 | 1200 | 210 | 200 | 4 | 4 | 3 | 35 | 2155 |
| 1975 | 5400 | 6900 | 5800 | 1850 | 1900 | 1500 | 115 | 105 | 6 | 5 | 5 | 180 | 1980 |
| 1976 | 6500 | 12500 | 3300 | 1050 | 1100 | 775 | 90 | 50 | 38 | 11 | 10 | 40 | 2122 |
| 1977 | 8250 | 8800 | 2400 | 700 | 175 | 165 | 100 | 13 | 23 | 19 | 12 | 34 | 1724 |
| 1978 | 9000 | 10500 | 3200 | 1100 | 1550 | 1150 | 95 | 43 | 7 | 7 | 6 | 120 | 2231 |
| 1979 | 7400 | 9900 | 1850 | 1300 | 1050 | 550 | 150 | 16 | 18 | 10 | 9 | 29 | 1857 |
| Средние | 6534 | 8727 | 4239 | 1854 | 1177 | 839 | 220 | 73 | 18 | 12 | 10 | 53 | 1983 |

Кривая связи уровня нижнего бьефа от количества сбрасываемой воды приведена на рисунке А.1

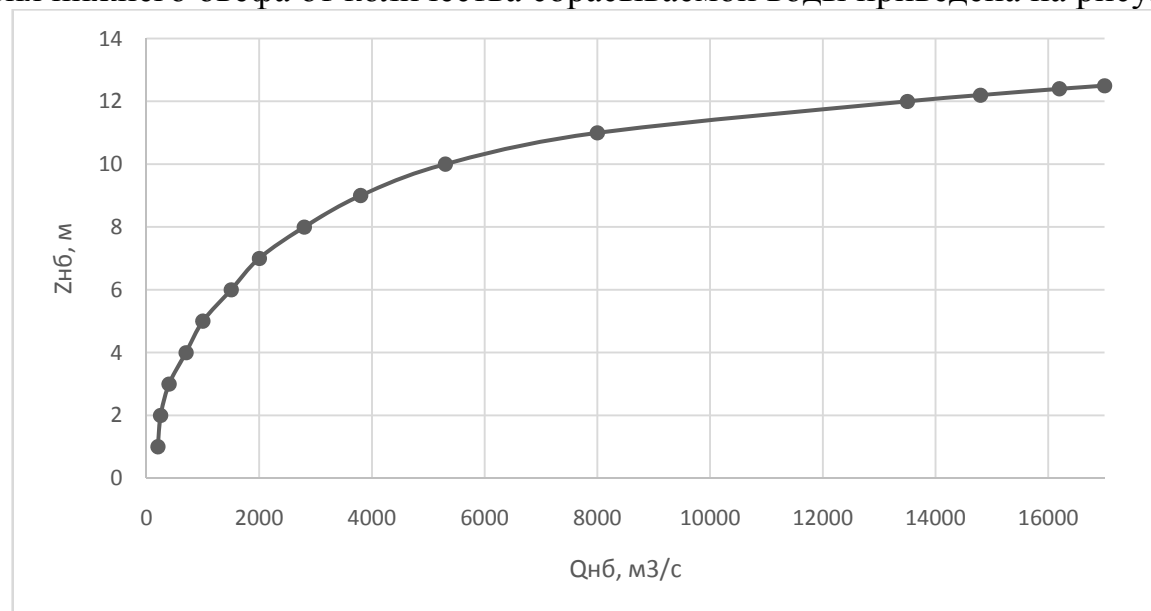


Рисунок А.1 – Кривая связи уровня нижнего бьефа от количества сбрасываемой воды

Окончание приложения А

Створ Усть – Анграской ГЭС приведен на рисунке А.2

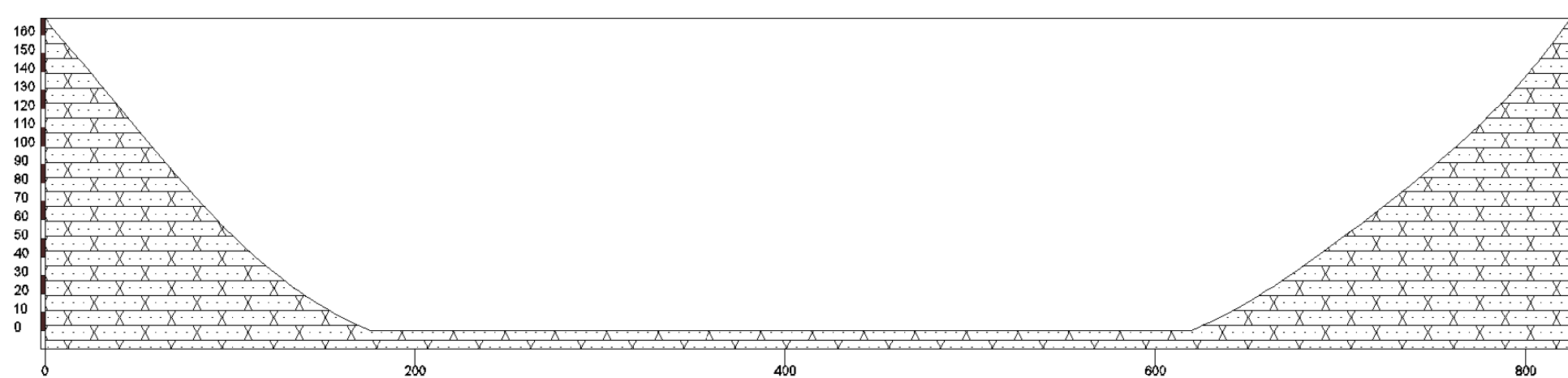


Рисунок А.2 – Створ Усть – Анграской ГЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Данные по водохранилищу для средневодного года

Таблица Б.1 - Сработка средневодного года с обеспеченностью годового стока 50%

| | Расходы | | | | | | | | Объемы | | | Отметки | | | | | | | | |
|-------|------------------------|--------------------------|--------------------------|----------------------------|--------------------------|----------------------------|-------------------------------|---------------------------|------------------------|----------|------------------------|--------------------|--------------------|-------------------|----------------------|--------------------|-------------------------|-------------------------|--|-----------------------------------|
| | Потери | | | | | | | | водохранилища | | | | | | | | | | | |
| Месяц | Q _ф м³/с | Q _{льд} м³/с | Q _{исп} м³/с | Q _{полд} м³/ с | Q _{нб} м³/ с | Q _{вхк} , м³/с | Q _{вод- ща} м³/с | Q _{гэс} м³/ с | V _{нач} м³ | ΔV м³ | V _{кон} м³ | Z _{нач} м | Z _{кон} м | Z _{ср} м | Z _{нб} м | H _{гэс} м | N _{гэс} МВт | N _{гар} МВт | N _{гэс- N_{гар}} , МВт | Э _{гэс} млн.к Вт·ч |
| 11 | 1 | 5 | 0 | 256 | 1361 | 800 | 1099 | 1355 | 45,0 | 2,9 | 42,1 | 110,00 | 106,89 | 108,45 | 5,83 | 102,61 | 1223 | 1223 | 0 | 910 |
| 12 | 1 | 3 | 0 | 24 | 1867 | 800 | 1839 | 1863 | 42,1 | 4,8 | 37,4 | 106,89 | 103,77 | 105,33 | 6,90 | 98,43 | 1614 | 1614 | 0 | 1201 |
| 1 | 1 | 1 | 0 | 15 | 1936 | 800 | 1919 | 1934 | 37,4 | 5,0 | 32,4 | 103,77 | 99,88 | 101,82 | 7,02 | 94,81 | 1614 | 1614 | 0 | 1200 |
| 2 | 1 | 1 | 0 | 13 | 1523 | 800 | 1508 | 1521 | 32,4 | 3,9 | 28,5 | 99,88 | 95,29 | 97,58 | 6,21 | 91,37 | 1223 | 1223 | 0 | 910 |
| 3 | 1 | 1 | 0 | 13 | 1519 | 1250 | 1504 | 1517 | 28,5 | 3,9 | 24,5 | 95,29 | 89,17 | 92,23 | 6,20 | 86,02 | 1149 | 1148 | 0 | 855 |
| 4 | 1 | 0 | 0 | 22 | 1721 | 1250 | 1698 | 1720 | 24,5 | 4,4 | 20,1 | 89,17 | 80,36 | 84,76 | 6,63 | 78,14 | 1183 | 1149 | 34 | 880 |
| 5 | 1 | -11 | 10 | 4770 | 3219 | 1250 | -1551 | 3219 | 20,1 | -4,0 | 24,2 | 80,36 | 88,49 | 84,42 | 8,54 | 75,89 | 2149 | 1649 | 500 | 1599 |
| 6 | 1 | 0 | 15 | 11014 | 3638 | 1250 | -7392 | 3622 | 24,2 | -19,2 | 43,4 | 88,49 | 108,02 | 98,25 | 8,85 | 89,40 | 2849 | 1849 | 1000 | 2120 |
| 7 | 1 | 0 | 10 | 2374 | 2180 | 1250 | -205 | 2169 | 43,4 | -0,5 | 43,9 | 108,02 | 108,59 | 108,30 | 7,40 | 100,90 | 1926 | 1625 | 300 | 1433 |
| 8 | 1 | 0 | 0 | 2284 | 1935 | 1250 | -350 | 1934 | 43,9 | -0,9 | 44,8 | 108,59 | 109,74 | 109,17 | 7,02 | 102,15 | 1739 | 1638 | 101 | 1294 |
| 9 | 1 | 0 | 0 | 1986 | 1958 | 1250 | -29 | 1957 | 44,8 | -0,1 | 44,9 | 109,74 | 109,85 | 109,80 | 7,05 | 102,74 | 1770 | 1169 | 600 | 1317 |
| 10 | 1 | 0 | 0 | 957 | 918 | 800 | -40 | 917 | 44,9 | -0,1 | 45,0 | 109,85 | 110,00 | 109,93 | 4,57 | 105,35 | 850 | 846 | 4 | 632 |
| Сумма | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 14350 |

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Данные по водохранилищу для маловодного года

Таблица В.1 - Сработка маловодного года с обеспеченностью годового стока 90%

| | Расходы | | | | | | | | Объемы водохранилища | | | Отметки | | | | | | |
|-------|-------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|--|---------------------------------------|---|--|------------------------------------|------------------------------------|----------------------|------------------------------------|--------------------|--------------------|-------------------|----------------------|--------------------|-------------------------|-------------------------------|
| | Потери | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Месяц | Q _ф м ³ /с | Q _{льд} м ³ /с | Q _{исп} м ³ /с | Q _{пол} м ³ / с | Q _{нб} м ³ / с | Q _{вхк} , м ³ /с | Q _{вод- ща} м ³ /с | Q _{гэс} м ³ /с | V _{нач} м ³ | ΔV м ³ | V _{кон} м ³ | Z _{нач} м | Z _{кон} м | Z _{ср} м | Z _{нб} м | H _{гэс} м | N _{гэс} МВт | Э _{гэс} млн.кВт·ч |
| 11 | 1 | 5 | 0 | 256 | 1389 | 800 | 1127 | 1383 | 45,0 | 2,9 | 42,1 | 110,00 | 106,83 | 108,42 | 5,90 | 102,51 | 1247 | 106,83 |
| 12 | 1 | 3 | 0 | 24 | 1870 | 800 | 1842 | 1866 | 42,1 | 4,8 | 37,3 | 106,83 | 103,71 | 105,27 | 6,90 | 98,37 | 1615 | 103,71 |
| 1 | 1 | 1 | 0 | 15 | 1941 | 800 | 1924 | 1939 | 37,3 | 5,0 | 32,3 | 103,71 | 99,79 | 101,75 | 7,03 | 94,73 | 1614 | 99,79 |
| 2 | 1 | 1 | 0 | 13 | 1528 | 800 | 1513 | 1526 | 32,3 | 3,9 | 28,3 | 99,79 | 95,14 | 97,46 | 6,22 | 91,24 | 1225 | 95,14 |
| 3 | 1 | 1 | 0 | 13 | 1526 | 1250 | 1511 | 1524 | 28,3 | 3,9 | 24,4 | 95,14 | 88,95 | 92,05 | 6,22 | 85,83 | 1151 | 88,95 |
| 4 | 1 | 0 | 0 | 22 | 1673 | 1250 | 1650 | 1672 | 24,4 | 4,3 | 20,1 | 88,95 | 80,36 | 84,65 | 6,53 | 78,12 | 1150 | 80,36 |
| 5 | 1 | -11 | 10 | 4770 | 2890 | 1250 | -1880 | 2890 | 20,1 | -4,9 | 25,0 | 80,36 | 89,99 | 85,17 | 8,24 | 76,93 | 1956 | 89,99 |
| 6 | 1 | 0 | 15 | 11014 | 3451 | 1250 | -7579 | 3435 | 25,0 | -19,7 | 44,7 | 89,99 | 109,60 | 99,80 | 8,72 | 91,08 | 2753 | 109,60 |
| 7 | 1 | 0 | 10 | 2374 | 2278 | 1250 | -107 | 2267 | 44,7 | -0,3 | 45,0 | 109,60 | 110,00 | 109,80 | 7,54 | 102,26 | 2040 | 110,00 |
| 8 | 1 | 0 | 0 | 2284 | 2285 | 1250 | 0 | 2284 | 45,0 | 0,0 | 45,0 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 7,55 | 102,45 | 2059 | 110,00 |
| 9 | 1 | 0 | 0 | 1986 | 1987 | 1250 | 0 | 1986 | 45,0 | 0,0 | 45,0 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 7,10 | 102,89 | 1799 | 110,00 |
| 10 | 1 | 0 | 0 | 957 | 958 | 800 | 0 | 957 | 45,0 | 0,0 | 45,0 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 4,70 | 105,30 | 886 | 110,00 |
| Сумма | | | | | | | | | | | | | | | | | | 14506 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

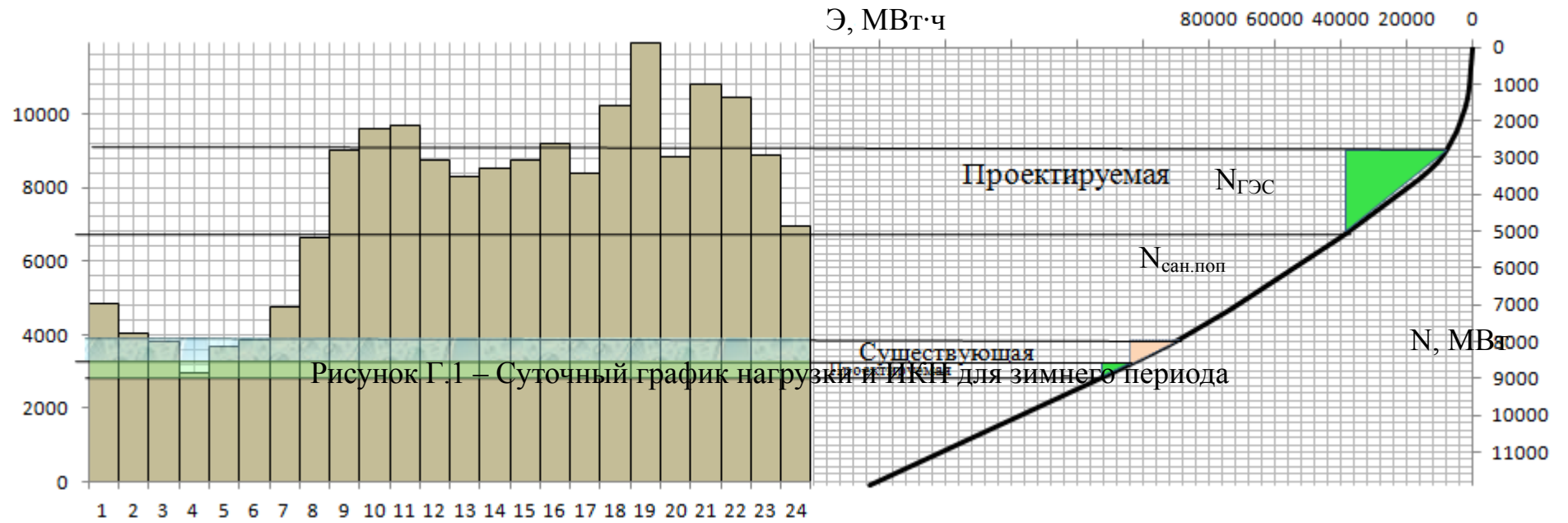


Рисунок Г.1 – Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

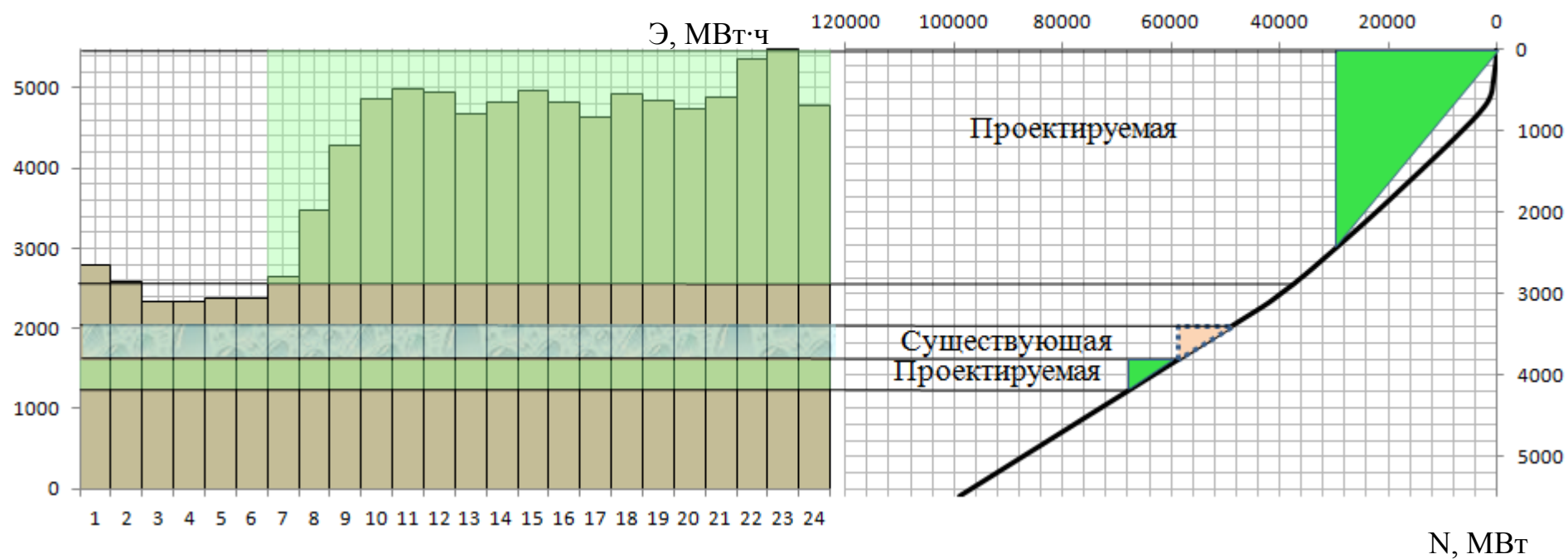


Рисунок Д.1 – Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

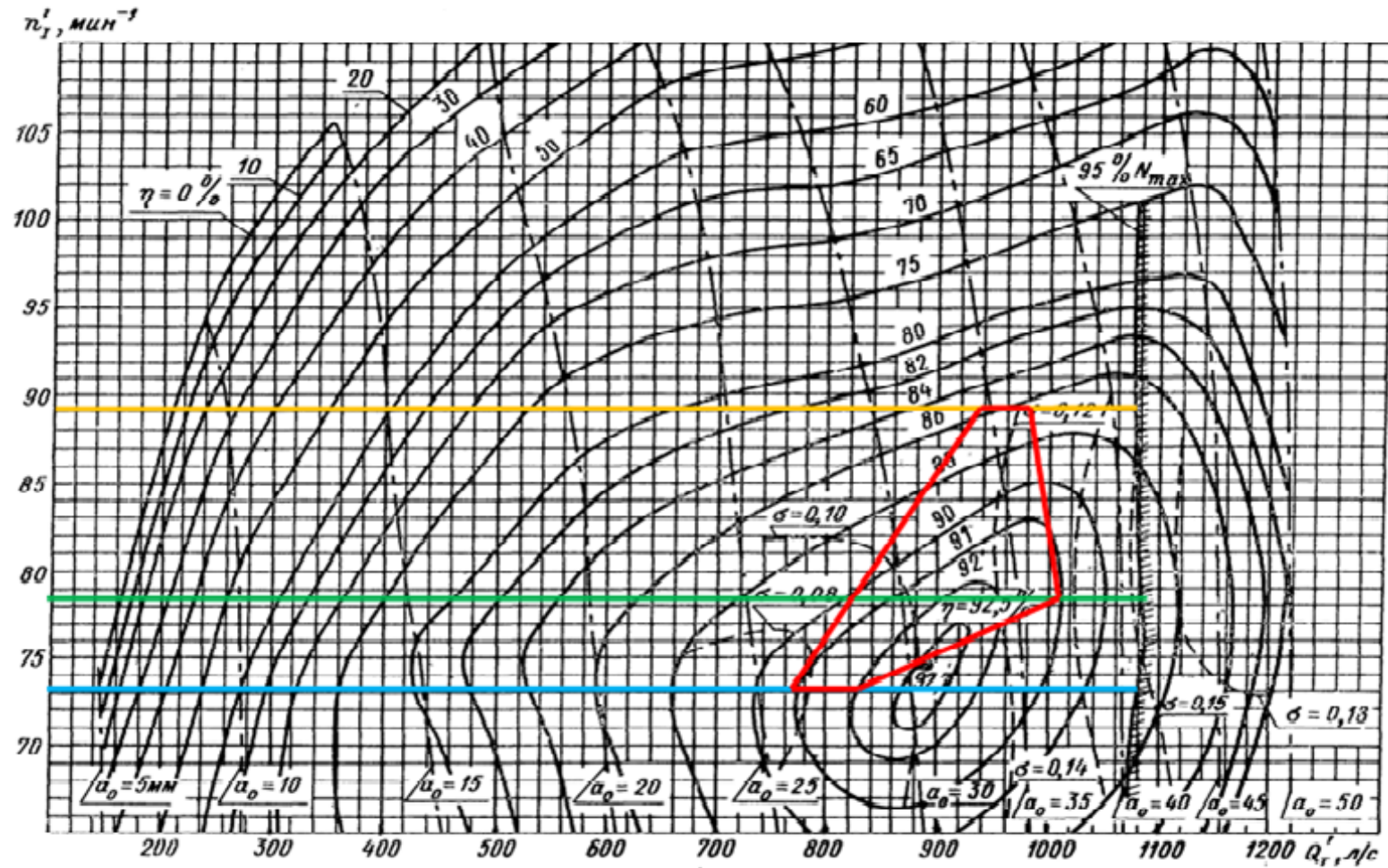


Рисунок Е.1 – Зона работы турбины РО 115 – В–750.